

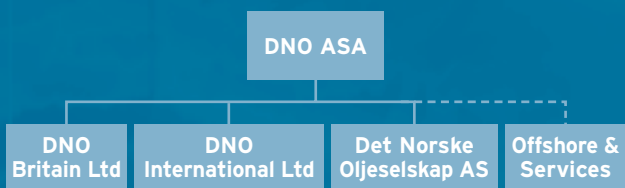


dette er dno



- DNO er et internasjonalt oljeselskap med hovedkontor i Oslo
- Selskapets virksomhet omfatter utvikling og drift av mindre petroleumsfelt, samt forlenget produksjon og økt utvinning fra modne petroleumsfelt i:
 - Norge
 - Storbritannia
 - Yemen
- DNO er et selskap som nå er operativ i alle oppstrømsfaser fra seismisk innsamling og boring, til feltutvikling og drift
- DNOs kompetanse og organisasjonsstruktur er basert på en omstillingsdyktig og prosjektorientert nettverksmodell
- DNOs omsetning var 1,2 milliarder kroner i 2001, og selskapet hadde 121 ansatte ved årsskiftet 2001/2002
- Selskapet er notert på Oslo Børs med ticker "DNO"

konsernstruktur



Offshore & Services er planlagt fisjonert pr. 1.1.2002

lisensportefølje

Storbritannia

Lisens	Eierandel	Operatør
Heather	100,00%	DNO
West Heather	100,00%	DNO
P.250	100,00%	DNO
Solan	3,70%	Amerada Hess

Norge

Lisens	Eierandel	Operatør
Jotun	3,25%	Exxon/Mobil
Glitne	10,00%	Statoil
PL 203	15,00%	Norsk Hydro
Tyr	10,00%	Amerada Hess
PL 148	30,00%	Amerada Hess

Yemen

Lisens	Eierandel	Operatør
Tasour ¹	38,95%	DNO
Sharyoof ²	24,45%	Dove E.

1) Blokk 32: «Cost Oil» er 41 prosent og «Profit Oil» er 38,95 prosent. I henhold til produksjonsdelingsavtalen er DNOs andel av bruttoproduksjonen før skatt 40,6 prosent og vil ved nåværende størrelse på feltet ikke falle under dette nivået.

2) Blokk 53: «Cost Oil» er 32,5 prosent og «Profit Oil» er 24,45 prosent. I henhold til produksjonsdelingsavtalen er DNOs andel av bruttoproduksjonen før skatt innledningsvis 30,7 prosent og vil gradvis reduseres ned mot 24,45 prosent etter hvert som historiske lete- og utviklingskostnader blir tilbakebetalt.



innhold

Hovedtall og nøkkeltall	2
Kommentar fra administrerende direktør	3
Styrets beretning 2001	4
Regnskap og noter	11
Revisors beretning	35
Aksjonærforhold	36
Verdibasert ledelse	38
DNOs historie og ledelse	40
Virksomhetsområde Norge	42
Virksomhetsområde Storbritannia	44
Virksomhetsområde DNO International	46
Kontaktinformasjon	48

høydepunkter 2001

Økning av eierandel i blokk 32

DNO økte i april 2001 eierandelen i blokk 32, Yemen, med 9 prosent, til 41 prosent.

Opptak av obligasjonslån

I mai forsterket DNO selskapets finansielle fleksibilitet ytterligere gjennom opptak av NOK 500 millioner i nye obligasjonslån.

Økt oljeproduksjon i Norge

I august startet produksjonen av olje på Glitne-feltet, Norge, som etter planen skal vare i om lag 30 måneder.

Salg av eierandel i Claymore-feltet

DNO solgte i september 1 prosent lisensandel i Claymore-feltet, Storbritannia, til Talisman Oil Trading Limited. Salget ga en regnskapsmessig gevinst til konsern på NOK 40,3 millioner.

Ny lisens i Yemen

DNO ble i september tildelt en 75 prosents andel i blokk 43, Yemen, og vil være operatør for lisensen.

Oljefunn på West Heather

DNO gjennomførte i fjerde kvartal vellykket boring på West Heather-feltet, som økte selska-

pets beregnede oljereserver med omlag 10 millioner fat.

Operatørskap på norsk sokkel

DNO inngikk i november en avtale om overdragelse av Conocos 37,5 prosents andel i produksjonslisens 103b med tilhørende operatørskap. Dette øker DNOs andel i Jotun-feltet med 3,75 prosent. Avtalen er med virkning fra 1.1.2002 og skal godkjennes av norske myndigheter.

Nytt felt i produksjon i Yemen

Produksjonen fra Sharyoof-feltet startet i desember. Dette vil medføre en betydelig økning i selskapets oljeproduksjon fra Yemen i 2002.

Innløsningstilbud

DNO vedtok i desember å utarbeide et frivillig innløsningstilbud til alle aksjonærer i DNO med aksjeinnehav tilsvarende en verdi på 500 kroner eller mindre.

Fisjon av Offshore & Services

DNO besluttet i desember å utrede en mulig fisjonering av DNOs Offshore & Services-virksomhet til et nytt selskap med påfølgende børsnotering.

dno asa | årsrapport 2001

vi sa i 2000

- DNO skal tredoble oljeproduksjonen fra eksisterende prosjekter i løpet av to til tre år
- DNO skal kapitalisere på de mulighetene et endret marked på norsk og britisk sokkel gir
- DNO er godt posisjonert for videre vekst

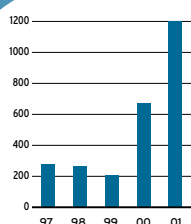
vi gjorde i 2001

- DNO økte oljeproduksjonen med 92 prosent i løpet av 2001
- DNO har ytterligere opparbeidet en diversifisert portefølje med tyngdepunkt i Nordsjø-markedet og Yemen
- DNO har gjennom nettverksmodellen vokst til å bli et oljeselskap med kompetanse og erfaring innen alle oppstrømsfaser av petroleumsproduksjon

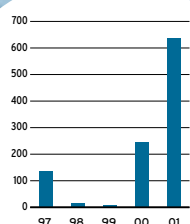
vi skal i fremtiden

- DNO skal vokse videre, og gjennom økt petroleumsproduksjon skape ytterligere verdier for aksjonærene
- DNO skal utnytte operasjonell kompetanse og internasjonal erfaring til å være en attraktiv partner, og styrke selskapets diversifiserte portefølje av petroleumslisenser
- DNO skal fokusere på petroleumsproduksjon og videreutvikle posisjonen som en ledende internasjonal operatør innen nisjen for produksjon fra mindre og modne petroleumsfelt

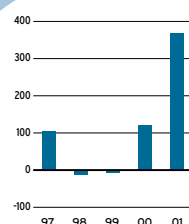




Driftsinntekter
Millioner kroner



EBITDA
Millioner kroner



Driftsresultat
Millioner kroner

hovedtall og nøkkeltall (konsern)

Millioner kroner

LETING OG PRODUKSJON

		2001	2000	1999	1998	1997
Årsproduksjon	mill. fat	4,8	2,5	1,1	0,9	0,9
Tilgang sikre og sannsynlige reserver	mill. fat	18,6	32,9	19,0	-	-
Letekostnader		9,7	22,4	7,5	2,3	0,0
Gjennomsnittlig produksjon per dag		13 255	6 920	3 014	2 363	2 575
Reserveerstatningsrate	x	3,9	13,2	17,3	-	-
Direkte produksjonskostnader	USD bbl	10,8	13,9	15,3	15,3	8,6

RESULTAT

Totale driftsinntekter		1 199	673	207	263	278
Driftsresultat		367	121	-8	-13	105
Årsresultat		134	50	-26	1	92

EBITDA

EBITDA		635	244	9	17	136
EBITDAX		645	266	17	19	136
EBITDA-margin	%	53,0	36,2	4,4	6,5	48,9

AVKASTNING

ROACE	%	13,2	7,7	-3,9	1,4	39,2
-------	---	------	-----	------	-----	------

BALANSE OG KAPITALFORHOLD

Totalkapital		2353	1597	914	798	658
Regnskapsmessige anleggsinvesteringer		991	554	121	89	116
Anleggsmidler		2 006	1 254	751	633	291
Rentebærende gjeld		651	250	140	127	48
Rentedeckningsgrad	x	11,5	14,5	1,1	2,4	38,7
Egenkapitalandel	%	40,0	49,9	46,1	44,5	47,3
Rentebærende gjeld / sysselsatt kapital	%	40,9	23,9	25,0	26,4	13,3
Current ratio	x	1,09	1,05	1,06	1,10	3,47

AKSJERELATERTE NØKKELTALL

Børskurs 31.12		14,5	19,2	25,5	7,6	29,7
Antall aksjer	mill.	51,6	50,2	35,1	29,3	26,9
Børsverdi		748,2	963,8	895,1	222,7	798,9

DEFINISJONER

Reserveerstatningsrate: Endring i sikre og sannsynlige reserver/produksjon
 EBITDA: Driftsresultat justert for avskrivninger, nedskrivninger, amortiseringer og fjerningsavsetninger
 EBITDAX: Driftsresultat justert for avskrivninger, nedskrivninger, amortiseringer, fjerningskostnader og letekostnader (herunder kostnadsføring av tørre brønner samt nedskrivning av olje- og gassfelt ("impairment tests"))

ROACE : resultat etter skatt korrigert for rentekostnader etter skatt/gjennomsnittlig sysselsatt kapital
 Rentedeckningsgrad : EBITDA / rentekostnader
 Rentebærende gjeld / sysselsatt kapital : rentebærende gjeld/rentebærende gjeld og egenkapital



Helge Eide
Administrerende direktør

DNO – fremtidens oljeselskap

2001 har vært et gjennombruddsår for DNO. Oljeproduksjonen økte med 92 prosent, og selskapet oppnådde sitt beste resultat noensinne. Dette viser at strategien som ble lagt da selskapets nåværende ledelse overtok styringen av DNO i 1996 har vært vellykket, og det gjør oss styrket i troen på at vi også skal nå de mål vi nå har satt.

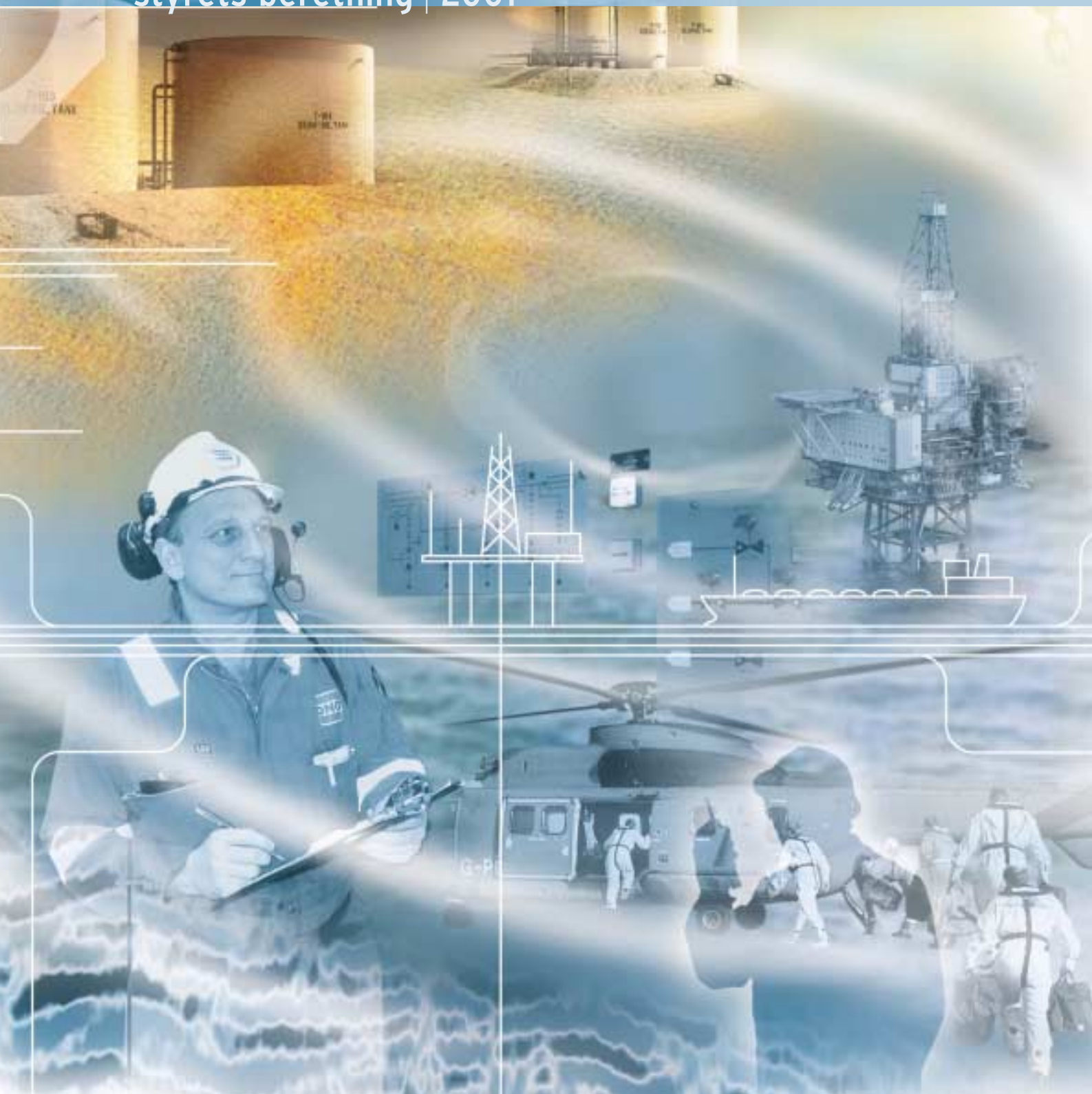
DNO er i dag etablert som en ledende operatør innen utvikling av, og produksjon fra, mindre petroleumsfelt, og forlenget produksjon fra modne petroleumsfelt. Vi skal nå strekke oss lenger og utvikle den posisjonen vi har opparbeidet oss.

DNO skal vokse videre. Vi skal maksimere verdier for våre eiere gjennom egenproduksjon av olje, og ved kjøp og salg av eierandeler i oljefelt både i Norge og internasjonalt. Dette er den strategi som har lagt grunnlaget for DNOs vekst de seneste fem årene. DNO skal også i fremtiden kapitalisere på dette ved å utnytte den kunnskap og kompetanse som vi har bygget opp i organisasjonen.

Gjennom utvikling og operatørskap på oljefelt både onshore og offshore har DNO opparbeidet solid erfaring fra alle faser innen feltutvikling. Den kunnskap operatørskap i to land og på svært ulike prosjekter har gitt, representerer store immaterielle verdier for et oljeselskap i vekst. Kombinert med en fleksibel og prosjektorientert nettverksmodell, hvor en rekke partnere bidrar, har dette i perioden 1996 til 2001 skapt store verdier for aksjonærene og gjort DNO til en attraktiv samarbeidspartner.

DNOs organisasjon er tilpasset fremtidens utfordringer i oljebransjen. Utvinning fra mindre felt og forlenget produksjon fra modne felt blir stadig mer aktuelt. Vårt kompetansenettverk gir oss rask tilpassningsevne og tilfører spisskompetanse. Kombinert med en attraktiv markedsposisjon og en sterk finansiell stilling, gjør dette DNO til et oljeselskap for fremtiden.

styrets beretning | 2001



DNO – i sentrum av et verdiskapende nettverk

2001 var DNOs femte hele driftsår under ny ledelse og ny strategi. Styret er tilfreds med at målsetningene som ble satt da selskapet ble revitalisert i 1996, herunder målsetningene om videre vekst, økt diversifisering og internasjonalisering, tilstedeværelse i alle operative faser, samt økt lønnsomhet gjennom fokus på selskapets kjerneområder, langt på vei er oppnådd.

DNO er i dag etablert som et internasjonalt oljeselskap med fokus på utvikling av mindre samt modne petroleumsfelt. Selskapet er representert både på norsk og britisk side av Nordsjøen og i Midt-Østen. Selskapets strategi og forretningskonsept har gitt gode resultater. DNO fikk i 2001 et resultat etter skatt på NOK 134 millioner kroner. Styret er tilfreds med resultat- og lønnsomhetsutviklingen samt økningen i aksjonærverdier som er oppnådd siden 1996. DNO har ved inngangen til 2002 en diversifisert portefølje av prosjekter og en finansiell stilling som gjør selskapet godt rustet for videre vekst.

2001 har vært nok et begivenhetsrikt år for DNO. Selskapet har styrket posisjonen i Yemen, blant annet gjennom produksjonsstart fra et nytt oljefelt og tildeling av operatørskap. Videre har boring på West-Heather resultert i at selskapets beregne-

de ressursgrunnlag i Heather-området har økt. I Norge er Glitne-feltet kommet i produksjon, og mot slutten av året inngikk selskapet avtale om ytterligere økning av eierandelen i Jotun-feltet. Samlet bidro dette til at DNO fikk en økning på 92 prosent i selskapets oljeproduksjon sammenlignet med fjoråret.

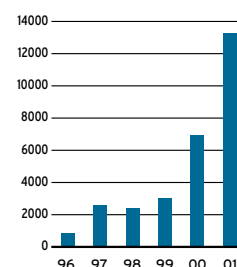
Søker tredje operatørskap

DNO er i dag etablert som et uavhengig oljeselskap som har sikret seg lønnsomme markedsposisjoner både på norsk og britisk side av Nordsjøen, samt i Yemen. I løpet av 2001 er selskapets posisjon i alle de tre geografiske områdene styrket, og selskapet hadde ved inngangen til 2002 en gjennomsnittlig daglig oljeproduksjon på 21 000 fat.

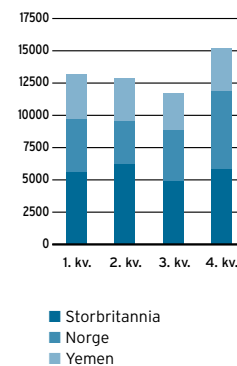
I Norge ble Glitne-feltet, hvor DNO har en eierandel på ti prosent, satt i produksjon. I forbindelse med at selskapet inngikk avtale om å øke eierandel i produksjonslisens 103b, med Conocos 37,5 prosents andel, vil DNO søke om godkjenning som operatør på denne lisensen. Økningen av eierandel PL 103b innebærer at DNOs andel i Jotun-feltet øker med 3,75 prosent. For 2002 og tiden fremover, er det et mål for selskapet å videreutvikle samt å styrke posisjonen på norsk sokkel.

På Heather-feltet, hvor DNO har 100 prosent andel, har selskapet hatt operatøransvaret siden 1997. Operatørskapet har gitt DNO verdifull erfaring fra videreutvikling av modne oljefelt. Denne erfaringen og kompetansen skal utnyttes videre på

Gjennomsnittlig produksjon pr. dag



Produksjon pr. kvartal pr. segment





Heather-området, men vil også danne et viktig grunnlag for selskapets ambisjoner i andre områder.

I Yemen var DNO i 2001 involvert i flere prosjekter. Sharyoof-feltet ble i henhold til plan satt i produksjon i fjerde kvartal. I tillegg ble selskapet tildelt operatørskap på en ny lisens i et område hvor det er identifisert betydelige oljeforekomster.

DNO hadde ved årsskiftet eierandeler i 12 petroleumlisenser.

Produksjonsvekst gir sterke resultater

DNO oppnådde en betydelig resultatforbedring i 2001. Driftsresultatet før salgsgevinster og avskrivninger (EBITDA) økte med 160 prosent til NOK 635 millioner (2000: NOK 244 millioner). Driftsresultatet ble forbedret med 203 prosent til NOK 367 millioner (2000: NOK 121 millioner), mens resultat før skatt ble NOK 308 millioner, en forbedring på NOK 214 millioner fra 2000. Resultat per aksje ble NOK 2,64 (2000: NOK 1,15).

Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter utgjorde NOK 634 millioner i 2001 (2000: NOK 150 millioner), som i vesentlig grad dekket netto investeringer på NOK 884 millioner (2000: NOK 460 millioner).

Selskapets resultat er påvirket positivt både av strategiske og operasjonelle valg som ble gjort forut for og i løpet av 2001. Dette har blant annet gitt utslag i form av en markant økning i selskapets oljeproduksjon. Samtidig arbeides det kontinuerlig med å tilpasse seg fluktuasjoner i oljeprisen, samt å redusere selskapets produksjonskostnader pr. fat.

Fremgang i begge segmenter

Inntekter fra Olje og Gass utgjorde NOK 1 088 millioner i 2001 (2000: NOK 577 millioner), mens driftsresultatet økte til NOK 344 millioner (2000: 105 millioner).

Offshore & Services viste driftsinntekter på NOK 111 millioner (2000: NOK 96 millioner), og et driftsresultat på NOK 22 millioner (2000: 17 millioner). Konsernregnskapet er i 2001 belastet negativt med netto NOK 33,4 millioner knyttet til andeler i tilknyttede selskaper.

Styrket finansiell posisjon

DNO har i løpet av 2001 styrket selskapets finansielle stilling. God kontantstrøm, samt opptak av et obligasjonslån på NOK 500 millioner i det norske markedet i juni 2001, bidro vesentlig til å styrke selskapets finansielle handlingsfrihet. Som et ledd i finansiering av videre vekst etablerte DNO i desember 2001 også en bankfasilitet med låneramme på USD 19 millioner.

DNO investerte gjennom hele 2001 betydelige summer i nye feltandeler samt i utvikling og oppgradering av selskapets øvrige prosjekter. Investeringer i felt i Norge, boring på West Heather-feltet, samt utvikling av prosjektene i Yemen var ressurskrevende, og styret er godt tilfreds med gjennomføringen og oppnådde resultater.

Netto rentebærende gjeld utgjorde NOK 487 millioner ved utgangen av 2001, sammenlignet med NOK 162 millioner pr. 31.12.2000. Økningen i rentebærende gjeld skyldes låneopptak relatert til investeringer i 2001. Kontantstrømsoppstillingen viser

dno asa | årsrapport 2001

en netto økning i kontanter og kontant-ekvivalenter på NOK 76 millioner for 2001.

Balansen økte til NOK 2 353 millioner pr. 31.12.2001 (2000: NOK 1 597 millioner). Egenkapitalandelen utgjorde 40 prosent ved utgangen av 2001 (2000: 50 prosent).

Styret bekrefter at forutsetningen om fortsatt drift er lagt til grunn for årsregnskapet, jfr. Regnskapsloven §3-3.

Fisjon

DNO har i løpet av de siste årene vokst til å bli et oljeselskap med en betydelig produksjon. Aktivitetene innen offshore-segmentet har spilt en avgjørende rolle for å muliggjøre veksten. For å kunne utvikle selskapet videre er styret av den oppfatning at det er behov for å fokusere virksomheten og investeringene. DNO har derfor iverksatt en prosess for å skille ut aktivitetene innen Offshore & Services ved en fisjon til et separat børsnotert selskap. Styret vil i styremøte den 4. april 2002, vedta å foreslå for Generalforsamlingen å fisjonere selskapet.

Styrket ressursgrunnlag på Heather-feltet

I 1997 økte DNO sin eierandel, samt ble operatør på Heather-lisensen på britisk side av Nordsjøen. DNO ble dermed første norske oljeselskap med operatørskap for felt i produksjon på britisk sokkel. Selskapet har siden arbeidet kontinuerlig med å øke forståelsen av ressursgrunnlaget på i Heather-området med sikte på å forlenge produksjonen. Høsten 2001 gjennomførte DNO boring på West Heather, som er en satellitt til Heather-feltet. Boringen var vellykket, og resulterte

i at anslåtte reserver i West Heather ble økt med rundt ti millioner fat olje.

De positive resultatene og det styrkede ressursgrunnlaget gir grunnlag for videre drift fra Heather-plattformen i minst ti år fremover. Lisensens forrige eiere ønsket å stenge feltet i 1998. Når DNO nå planlegger for drift i ytterligere ti år, viser det klart potensialet som ligger i overtagelse av felt som er gått av platå, samtidig som det viser at selskapet har kompetanse og erfaring til å gjennomføre denne type prosjekter.

DNO har siden 1999 hatt 100 prosent andel i Heather-feltet. Videreutvikling av West Heather-feltet vil kreve betydelige ressurser. Selskapet har derfor iverksatt tiltak for å få inn en partner i lisensen.

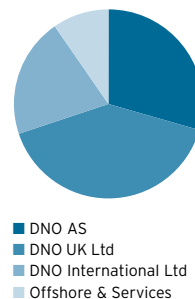
DNO solgte i 2001 sin eierandel i Claymore-feltet med en regnskapsmessig gevinst på NOK 40,3 millioner. DNO vil også i tiden fremover fokusere på kjøp og salg av eierandeler i felt som bidrag til selskapets inntjening.

Styrket fotfeste på norsk sokkel

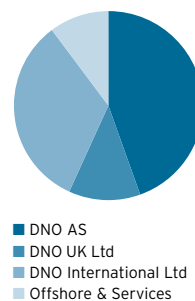
Glitne-feltet, hvor DNO har en eierandel på ti prosent, ble satt i produksjon høsten 2001. Feltet er det minste som er utviklet med en separat produksjonsløsning på norsk sokkel. DNO skal også i årene fremover søke å delta i utvikling av lignende prosjekter på norsk sokkel.

Gjennom overtagelsen av Conocos eierandel på 37,5 prosent PL 103b med tilhørende operatørskap, og derigjennom 3,75 prosent i Jotunfeltet, vil selskapet for før-

Driftsinntekter pr. forretningsområde



EBITDA pr. forretningsområde



ste gang søke om godkjenning som operatør på norsk sokkel. Etter overtagelsen eier DNO 70 prosent av produksjonslisens 103b, og syv prosent av Jotun-feltet, som ved utgangen av 2001 produserte rundt 60 000 fat pr. dag. Ved godkjenning av operatørskap på norsk sokkel, vil DNO nå en ny milepæl. Dette innebærer at selskapet vil være i stand til å påta seg mer omfattende oppgaver på norsk sokkel.

Økt produksjon og nye muligheter i Yemen

Etter oppstart av oljeproduksjon fra blokk 32, Tasour-feltet, i fjerde kvartal 2000, har den positive utviklingen fortsatt gjennom hele 2001. To nye produksjonsbrønner ble boret i løpet av året og produksjonen fra Tasour har vært bedre enn forventet. Mot slutten av året var produksjonen over 11 000 fat pr. dag, hvorav DNOs andel er rundt 4 400 fat. Som operatør arbeider DNO kontinuerlig med å øke ressursgrunnlaget i lisensen, og selskapet startet i desember 2001 arbeidet med å bore en ny letebrønn i tilknytning til Tasour. I tillegg ble blokk 53, Sharyoof-feltet, satt i produksjon mot slutten av året. Dette feltet er ventet å nå en produksjon på rundt 25 000 fat pr. dag i løpet av 2002, hvor DNOs andel vil utgjøre over 7 000 fat pr. dag.

DNO har inngått en avtale som vil gi selskapet en eierandel på 75 prosent samt operatørstatus på blokk 43. Blokken ligger i et område hvor det er betydelig oljeproduksjon, og tildelingen av dette operatørskapet er en ny bekreftelse på den solide posisjonen DNO har opparbeidet i Yemen.

Etter tre år med aktivitet i Yemen er DNO tilfreds med at selskapet ikke har møtt

problemer av spesiell karakter i forbindelse med aktivitetene i landet. Kombinert med gunstige rammebetingelser og lave kostnader, gjør dette at DNO vurderer Yemen og Midt-Østen forøvrig som attraktive områder for ytterligere investeringer.

Ny tid krever nye løsninger

Åpningen av Glitne-feltet var samtidig starten på en ny tid på norsk sokkel. Glitne-prosjektet viser klart hvilket behov det er for norsk petroleumsnæring å tenke nytt. Prosjektet slik det fremstår i dag er lønnsomt, men det er tvilsomt om det hadde blitt utbygget dersom man måtte basere seg på tradisjonelle produksjonsløsninger. DNO har utviklet en nettverksmodell som innebærer at selskapet gjennom egen kompetanse, kunnskap og erfaring i et bredt nettverk, kan tilby avanserte løsninger i forbindelse med utvikling av mindre oljefelt samt å forlenge levetiden på eksisterende felt. DNOs hurtige vekst hadde ikke vært mulig uten den kompetansen nettverket representerer. I årene fremover står man overfor store utfordringer i Nordsjøen. Større innovasjon og åpenhet for alternative løsninger, uten at dette går på bekostning av helse, miljø og sikkerhet, vil være nøkkelen til fortsatt høy aktivitet på, og produksjon fra, norsk sokkel i flere tiår fremover.

Helse, miljø og sikkerhet

Det ble utført 163 årsverk i DNO i 2001, inklusive nettverket. DNOs ansatte hadde 1 231 fraværsdager, tilsvarende 3,6 prosent, i 2001.

DNO har som målsetning at all virksomhet skal gjennomføres uten skader på

mennesker eller miljø, og uten tap av materielle verdier. Styret er tilfreds med at selskapet heller ikke i 2001 hadde uhell med betydelige skader eller tap av menneskeliv, utslipp til miljøet, eller materielle skader. Virksomheten har også foregått innenfor de krav myndighetene stiller med hensyn til belastning av det ytre miljø. DNO vil fortsette satsingen på HMS og på å videreutvikle et godt og sikkert arbeidsmiljø.

Styret takker DNOs ledelse og ansatte for innsatsen som er lagt ned i 2001.

Aksjonærinformasjon

Aksjekapitalen utgjorde NOK 206,3 millioner pr. 31.12.2001, fordelt på 51 582 197 aksjer pålydende NOK 4. Alle aksjer har samme rettigheter. DNO ervervet 959 500 egne aksjer i løpet av 2001.

DNO-aksjen er notert på Oslo Børs. Aksjekursen pr. 02.01.2001 var NOK 22,40 pr aksje, mens kursen var NOK 14,50 pr. 02.01.2002.

DNO fremsatte i januar 2002 frivillig innløsningstilbud til alle aksjeeiere i DNO ASA med aksjeinnehav tilsvarende en verdi på 500 kroner eller mindre. I tilbudsperioden aksepterte 12 978 aksjonærer innløsningstilbudet (41 prosent av berørte aksjonærer). Nærings- og Handelsdepartementet ga i mars 2002 samtykke til tvangsinnløsning av de resterende aksjeeierene, som var omfattet av det frivillig tilbudet, men som ikke aksepterte, eller som ikke økte sitt aksjeinnehav som angitt i tilbudet.

Fremtidsutsikter

DNOs overordnede målsetning er å skape aksjonærverdier over tid, gjennom lønnsomme investeringer relatert til petroleumsvirksomhet. For å nå denne målsetningen skal selskapet med basis i eksisterende forretningskonsept og strategi, videreutvikles og rendyrkes som et prosjektorientert, oppstrøms oljeselskap.

Geografisk fokus skal fortsatt være i Nordsjøen og Midt-Østen, men selskapet vil også vurdere prosjekter i andre områder. Selskapets hovedfokus vil være på utvikling og produksjon av påviste reserver, men leting kan også være aktuelt i områder med eksisterende infrastruktur.

Selskapet står overfor spennende muligheter og oppgaver i 2002. Utvikling av eksisterende oljeressurser vil ha høy prioritet for å øke og synliggjøre verdier for selskapets aksjonærer. På dette området vil videreutvikling av West Heather og PL 203 stå sentralt.

DNO har bygget opp solid erfaring og kompetanse innen alle faser av oljeproduksjon gjennom selskapets operatørskap og drift av lisenser i Storbritannia og Yemen, og gjennom aktiv deltagelse i en rekke lisenser i Norge gjennom de siste årene. Samlet vil denne kompetansen bli lagt til grunn når selskapet for første gang søker operatørskap og nye oppgaver i Norge i 2002.

Virksomheten og nettverket DNO har bygd opp i Yemen innebærer gode muligheter for nye investeringer i og utvikling av ytterligere oljelisenser i dette landet og i Midt-Østen forøvrig.

Basert på de prosjektene selskapet allerede er involvert i, og reservegrunnlaget som er identifisert i disse, vurderer styret det som realistisk å nå selskapets målsetninger for vedvarende vekst i produksjon og lønnsomhet i årene fremover.

For å sikre grunnlaget for videre ekspansjon og lønnsom drift legger styret vekt på videreutvikling av selskapets målbaserte styringssystemer rettet mot avkastning på investert kapital og mot løpende driftsforhold. Selskapets styringssystemer skal blant annet bidra til å sikre at kapitalen går til de områder og prosjekter som gir høyest avkastning, hensyntatt risiko. Selskapets systemer for håndtering og avdekking av markedsrisiko, herunder fluktuasjoner innen valuta, rente og oljepris, vil også bli videreutviklet.

I tiden fremover vil DNO fortsette arbeidet med å styrke selskapets finansielle fleksibilitet. Etablering av langsiktig lånefinansiering av fremtidige investeringer vil ha høy prioritet. I egenkapitalmarkedet vil selskapet etter fisjon av virksomheten innen Offshore & Services søke å profilere og bygge videre på posisjonen som et ren-dyrket oljeselskap med høy kompetanse og bred erfaring som operatør internasjonalt.

Disponeringer

Morselskapet hadde i 2001 et resultat etter skatt på NOK 42 978 000. Styret foreslår at årets resultat i sin helhet overføres annen egenkapital.

Oslo, 20. mars 2002


Jan M. Drange
Styreleder


Anders Farestveit
Nestleder


Helge Eide

Administrerende direktør


Farouk Al-Kasim

Styremedlem


Berge G. Larsen

Konsernsjef

resultatregnskap

dno asa | årsrapport 2001

Morselskap				Konsern		
2000	2001	NOK 1000	Note	2001	2000	1999
DRIFTSINNTEKTER						
45 378	280 947	Driftsinntekter, salg av petroleumprodukter	3	1 046 345	574 302	178 122
30 195	-	Driftsinntekter, offshore	3	111 302	95 769	27 933
625	162	Andre driftsinntekter	2, 3	41 366	3 131	890
76 198	281 109	Sum driftsinntekter		1 199 013	673 202	206 945
DRIFTSKOSTNADER						
7 014	-	Letekostnader		9 718	22 448	7 465
13 760	45 124	Produksjons- og transportkostnader, olje og gass		442 240	294 769	142 736
20 546	-	Driftskostnader, offshore		33 950	44 615	15 042
8 789	62 681	Ordinære avskrivninger og fjerningsavsetninger	7, 16	247 088	93 934	16 755
28 818	21 500	Nedskrivninger, amortiseringer og tapsavsetninger	5, 8	21 500	28 818	-
5 565	10 137	Lønn og lønnsrelaterte kostnader	4	27 140	20 337	6 625
24 318	37 847	Andre driftskostnader		50 550	47 176	25 969
108 810	177 289	Sum driftskostnader		832 186	552 097	214 592
-32 612	103 820	DRIFTSRESULTAT		366 827	121 105	-7 647
-32 045	-33 744	Nedskrivning aksjer i tilknyttede selskaper	9	-	-	-
-	-	Andel tilknyttede selskaper	9	-33 397	-30 975	-42 355
21 336	13 122	Netto finansposter	6	-25 635	4 056	25 069
-43 321	83 198	RESULTAT FØR SKATTEKOSTNAD		307 795	94 186	-24 933
21 928	-40 220	Skattekostnad	14	-173 613	-44 463	-1 337
-21 392	42 978	ÅRETS RESULTAT		134 183	49 723	-26 270
		Resultat pr aksje	19	2,64	1,15	-0,82
		Resultat pr aksje (utvannet)	19	2,64	1,10	-0,76

balanse

Morselskap		Konsern			
31.12.00	31.12.01	NOK 1000	Note	31.12.01	31.12.00
		Eiendeler			
		ANLEGGSMIDLER			
		Immaterielle eiendeler			
-	-	Goodwill	7	63 923	71 915
55 000	85 000	Utsatt skattefordel	14	85 869	55 776
55 000	85 000	Sum immaterielle eiendeler		149 792	127 691
		Varige driftsmidler			
178 942	224 274	Olje- og gassfelt	7,18	1 177 506	515 818
85 000	63 500	Andre anleggsmidler	5,8	63 500	85 000
431	3 999	Maskiner, inventar o.l.	7	130 705	30 894
264 373	291 773	Sum varige driftsmidler		1 371 711	631 712
		Finansielle anleggsmidler			
185 420	240 370	Aksjer i datterselskaper	9	-	-
43 918	44 095	Langsiktige konsernfordringer	10	-	-
175 269	155 900	Investering i tilknyttede selskaper	9	156 588	175 611
7 672	5 261	Andre investeringer og langsiktige fordringer	16	149 493	129 676
189 682	178 531	Bundet bankinnskudd	11	178 531	189 682
601 961	624 157	Sum finansielle anleggsmidler		484 612	494 969
921 334	1 000 930	Sum anleggsmidler		2 006 115	1 254 372
		OMLØPSMIDLER			
2 198	20 167	Varelager og opptjent inntekt		27 116	34 094
90 885	371 865	Konsernmellomværende	10	-	-
94 005	51 648	Kundefordringer og andre kortsiktige fordringer	13	156 262	215 161
5 339	180	Finansielle omløpsmidler		180	5 339
53 447	75 490	Kontanter og kontantekvivalenter	11	163 687	88 026
245 874	519 350	Sum omløpsmidler		347 245	342 620
1 167 208	1 520 280	SUM EIENDELER		2 353 360	1 596 992

Morselskap			Konsern		
31.12.00	31.12.01	NOK 1000	Note	31.12.01	31.12.00
Egenkapital og gjeld					
EGENKAPITAL					
Innskutt egenkapital					
200 669	206 329	Aksjekapital		206 329	200 669
-60	-3 898	Egne aksjer		-3 898	-60
389 882	407 987	Overkursfond		407 987	389 882
7 314	7 314	Annen innskutt egenkapital		7 314	7 314
597 805	617 732	Sum innskutt egenkapital		617 732	597 805
Opptjent egenkapital					
205 067	238 893	Annen egenkapital		323 954	198 923
205 067	238 893	Sum opptjent egenkapital		323 954	198 923
802 872	856 625	Sum egenkapital	12	941 686	796 728
GJELD					
Avsetning for forpliktelser					
-	-	Fjerningsforpliktelser	16	260 193	250 924
12 314	-	Andre forpliktelser		44 779	12 314
-	-	Utsatt skatt	14	135 612	64 365
12 314	-	Sum avsetning for forpliktelser		440 584	327 603
Annen langsiktig gjeld					
55 786	64 722	Langsiktig konserngjeld	10	-	-
300	-	Konvertibelt obligasjonslån	15	-	300
-	500 000	Obligasjonslån	15	500 000	-
115 031	46 906	Gjeld til kredittinstitusjoner	15	151 134	145 885
171 117	611 628	Sum annen langsiktig gjeld		651 134	146 185
Kortsiktig gjeld					
103 810	-	Rentebærende kortsiktig gjeld	15	-	103 810
77 095	52 027	Annen kortsiktig gjeld	13	319 956	222 666
180 905	52 027	Sum kortsiktig gjeld		319 956	326 476
364 336	663 655	Sum gjeld		1 411 674	800 264
1 167 208	1 520 280	SUM EGENKAPITAL OG GJELD		2 353 360	1 596 992
Pantstillelser			15		
Garantiansvar			16		
Finansielle instrumenter			17		

Oslo, 20. mars 2002



Jan M. Drange
Styreleder



Anders Farestveit
Nestleder



Helge Eide
Administrerende direktør



Farouk Al-Kasim
Styremedlem



Berge G. Larsen
Konsernsjef

kontantstrømoppstilling

Morselskap				Konsern		
2000	2001	NOK 1000	Note	2001	2000	1999
Operasjonelle aktiviteter						
-43 321	83 198	Resultat før skattekostnad		307 795	94 186	-24 933
-7 360	-70 220	Periodens betalte skatter	14	-105 829	-12 172	-1 337
37 607	84 181	Av- og nedskrivninger	5,7	268 588	122 752	16 755
32 045	33 744	Nedskrivning aksjer	9	-	-	-
-	-	(Gevinst) / tap på anleggsmidler		-40 564	-482	-2 859
21 390	-	(Gevinst) / tap ved salg av verdipapirer og andeler		-	21 390	-
-	-	Andel resultat i tilknyttede selskaper	9	33 397	30 975	42 355
57 318	39 977	Øvrige poster		-5 602	-10 629	-8 065
Endringer i driftsmessige eiendeler og gjeld:						
-2 198	-1 750	- endring i lager		23 197	-25 195	-5 899
-226 446	-28 862	- endring i kortsiktige fordringer		42 680	-162 497	-15 405
34 013	-285 450	- endring i andre omløpsmidler og annen kortsiktig gjeld		110 589	91 283	48 538
-96 952	-145 182	Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		634 251	149 611	49 150
Investeringsaktiviteter						
-13 836	-	Kjøp av IOT, eksklusiv kontanter (konsern)	2	-	-5 883	-
-	-	Salg av varige driftsmidler		40 418	4 397	8 017
-94 155	-125 878	Erverv av varige driftsmidler		-894 999	-409 385	-76 474
2 655	-	Salg av verdipapirer og andeler		-	2 655	-
-24 031	-14 325	Erverv av verdipapirer og andeler		-14 375	-24 031	-54 297
-43 134	7 393	Andre investeringer		-14 657	-28 119	-493
-172 501	-132 810	Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter		-883 613	-460 366	-123 247
Finansieringsaktiviteter						
127 451	549 934	Opptak av rentebærende gjeld		563 934	127 451	36 000
-43 617	-260 814	Nedbetaling av rentebærende gjeld		-249 826	-42 295	-22 661
212 156	23 765	Innbetaling av egenkapital		23 765	212 156	72 852
-	-12 850	Kjøp egne aksjer		-12 850	-	-
-	-	Utbetaling av utbytte		-	-	-6
295 990	300 035	Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter		325 023	297 312	86 185
26 537	22 043	Netto endring i kontanter og kontantekvivalenter		75 661	-13 443	12 088
26 910	53 447	Beholdning av kontanter og kontantekvivalenter 1.1.¹⁾		88 026	101 469	89 381
53 447	75 490	Beholdning av kontanter og kontantekvivalenter 31.12.		163 687	88 026	101 469

¹⁾ Bundet bankinnskudd knyttet til fjerningsforpliktelser er ikke behandlet som kontanter og kontantekvivalenter. Se note 11.

Regnskapsprinsipper

Generelt

Regnskapet er avlagt i henhold til Regnskapsloven av 1998 og god regnskapsskikk i Norge. Ved utarbeidelsen av regnskapet må ledelsen bygge på forutsetninger og estimater som vil påvirke enkelte eiendeler og gjeldsposter. Faktiske tall kan avvike fra disse. De tilhørende noter er en integrert del av regnskapet, både for morselskapet og konsernet.

Konsernregnskapet omfatter morselskapet DNO ASA og datterselskaper som beskrevet i note 9.

Prinsipper for utarbeidelse av konsernregnskapet

Konsernregnskapet viser virksomheten til morselskapet DNO ASA og eierandeler i selskaper kontrollert av DNO som en økonomisk enhet. Selskaper hvor DNO ASA har bestemmende innflytelse, blir konsolidert inn i konsernregnskapet i sin helhet. I de tilfeller hvor datterselskaper ikke er heleide, er minoritetsinteresser trukket ut som en egen post i resultatregnskapet og balansen.

Konserninterne transaksjoner, fordringer og gjeld elimineres i konsernregnskapet.

Alle selskapsregnskaper som er konsolidert er gjort opp etter ensartede regnskapsprinsipper.

Eierandeler i datterselskaper er eliminert og kostprisen for aksjene er erstattet med selskapenes eiendeler og gjeld, vurdert til kostpris for konsernet. Differansen mellom ervervssummen for aksjene og konsernets andel av det ervervede selskaps egenkapital på ervervstidspunktet, henføres i første rekke til de av selskapets materielle eiendeler (eller pådratte forpliktelser) som har verdier forskjellig fra de regnskapsførte. Eventuell merverdi klassifiseres som olje- og gassfelt eller goodwill i konsernregnskapet. Utsatt skatt knyttet til erverv på norsk sokkel er behandlet netto.

Tilknyttede selskaper defineres som selskaper hvor morselskapet DNO ASA eller datterselskaper ikke har kontroll, men har strategiske interesser og betydelig innflytelse (20-50% eierandel). Tilknyttede selskaper regnskapsføres etter egenkapitalmetoden, hvor DNOs andel av årsresultat etter skatt i det tilknyttede selskapet, etter avskrivning av merverdier,

resultatføres på egen linje i resultatregnskapet. I balansen inngår investeringen til kostpris korrigert for innarbeidet resultatandel, nedskrivninger samt mottatt utbytte. Behandlingen av merverdier i tilknyttede selskaper gjennomføres etter samme prinsipper som for datterselskaper.

Utenlandske datterselskaper er omregnet fra utenlandsk valuta til norske kroner ved at det for balansen er benyttet kurs pr 31.12, med unntak for olje- og gassfelt som er omregnet til valutakurs på anskaffelsestidspunktet. For resultatet, eksklusive avskrivninger, er det benyttet gjennomsnittskurs for året ved omregning til norske kroner. Omregningsdifferanser er ført som en finanspost i resultatregnskapet, da de utenlandske datterselskapene anses å utgjøre en integrert del av foretakets virksomhet.

Periodiserings- og vurderingsprinsipper

Regnskapet bygger i samsvar med god regnskapsskikk på transaksjons-, opptjenings-, sammenstillings-, forsiktighets- og kongruensprinsippet. Sikring hensyntas.

Klassifisering

Eiendeler og gjeld knyttet til virksomhetens varekretsløp, klassifiseres som henholdsvis omløpsmidler og kortsiktig gjeld. Fordringer og gjeld, som ikke er knyttet til varekretsløpet, klassifiseres som omløpsmidler eller kortsiktig gjeld dersom de er av kortsiktig art, normalt med forfall innen ett år. Aksjer og investeringer som ikke er til varig eie, klassifiseres som omløpsmidler.

Øvrige eiendeler klassifiseres som anleggsmidler og øvrig gjeld klassifiseres som langsiktig. Første års avdrag på langsiktig gjeld reklassifiseres ikke til kortsiktig gjeld.

Konter og kontantekvivalenter inkluderer kasse-, bank- og andre likvidbeholdninger samt kapitalplasseringer med forfall innen 3 måneder fra anskaffelsestidspunktet.

Periodisering, herunder betingede utfall

Salgsinntekter fra olje- og gassvirksomheten regnskapsføres basert på produsert volum av olje og gass (rettighetsmetoden)

Inntekter fra andre virksomhetsområder regnskapsføres ved leveringstidspunktet. Kostnadsføringen følger sammenstillings-

regnskapsprinsipper

prinsippet. Ved usikkerhet kostnadsføres tap som er sannsynlige og kvantifiserbare, mens betingede gevinster utsettes.

Aksjer, obligasjoner, sertifikater o.l.

Aksjer, obligasjoner, sertifikater og lignende som er klassifisert som omløpsmidler, er vurdert til laveste av historisk kostpris og markedsverdi. Aksjer i datterselskap og tilknyttede selskap er vurdert etter kostmetoden i selskapsregnskapet. Andre aksjer klassifisert som anleggsmidler, er vurdert etter kostmetoden og nedskrives ved varig og vesentlig mindreverdi.

Letekostnader

DNO benytter "Successful Efforts" metoden for behandling av lete- og utbyggingskostnader. Alle letekostnader, bortsett fra kostnader knyttet til boring av letebrønner, blir kostnadsført løpende. Kostnader knyttet til boring av letebrønner blir midlertidig balanseført i påvente av en evaluering av eventuelle funn av olje- og gassreserver. Dersom funn ikke anses utvinnbare, teknisk eller kommersielt, blir borekostnader knyttet til letebrønner kostnadsført på det tidspunkt dette fastslås av operatøren.

Utbyggingskostnader

Alle kostnader forbundet med utbyggingen av kommersielle olje- og/eller gassfelt, inkludert kostnader til plan for utbygging og drift, blir balanseført. Utbyggingskostnader balanseføres når gjennomføring av utbyggingen er vedtatt av partene i lisensen eller er vurdert som overveiende sannsynlig.

Rentekostnader og egne kostnader vedrørende utbyggingsprosjekter

Rentekostnader og egne kostnader knyttet til lete- og utbyggingsprosjekter aktiveres og avskrives.

Vedlikehold og reparasjoner

Kostnader til vedlikehold og reparasjoner kostnadsføres etter hvert som de påløper. Betydelige påkostninger, som øker produksjonskapasiteten eller anleggets levetid, balanseføres.

Varige driftsmidler

Andeler i olje- og gasslisenser behandles etter bruttometoden. Gitt at selskapet har betydelig innflytelse fra avtaletidspunktet, selskapet tilfredsstiller kravene fra myndighetene om godkjenning og denne mottas innen utløpet av regnskapsåret, anses avtaletidspunktet å være transaksjonstidspunktet.

Anlegg under utbygging, petroleumsfelt og transportsystemer i drift, bygg og eiendommer, maskiner, inventar m.m. er oppført til historisk kost etter fradrag for av- og nedskrivninger.

Selskapet foretar nedskrivninger dersom bokført verdi av olje- og gassfelt eller andre eiendeler, hvor man kan identifisere kontantstrømmer, overstiger verdien av udiskonterte fremtidige forventede kontantstrømmer. Nedskrivningsbeløpet er forskjellen mellom regnskapsført verdi og markedsverdi. Balanseførte kostnader knyttet til utvinning fra et felt i produksjon avskrives etter produksjonsenhetsmetoden.

Selskapet benytter sikre og sannsynlige utviklede reserver som grunnlag for beregning av avskrivninger etter produksjonsenhetsmetoden. Kjøpesum for lisensrettigheter avskrives med basis i sikre og sannsynlige utviklede og ikke-utviklede reserver.

Bygg, eiendommer, inventar, maskiner m.m. avskrives lineært over antatt økonomisk levetid.

Immaterielle eiendeler og goodwill

Immaterielle eiendeler og goodwill avskrives over økonomisk levetid. Goodwill pr 31.12.2001 avskrives over 10 år.

Leieavtaler

Vesentlige leiekontrakter som i realiteten er finansieringsavtaler, balanseføres og avskrives over antatt levetid. Det leide driftsmidlet klassifiseres som anleggsmiddel og avdragsdelen av leieforpliktelsen klassifiseres som rentebærende gjeld i balansen. Forpliktelsen reduseres med betalt leie etter fradrag for beregnet rentekostnad. Sistnevnte kostnadsføres som rentekostnad.

Lagerbeholdninger

Beholdningen av boreutstyr og reservedeler vurderes til laveste verdi av anskaffelseskost og netto salgsverdi.

Mer-/mindreuttak av petroleum

Mer-/mindreuttak av petroleum følger av rettighetsmetoden, og vurderes til salgspris per balansedagen. Mer-/mindreuttak beregnes som forskjellen mellom selskapets andel av produksjonen og selskapets faktiske salg. Mer-/mindreuttak tidsavgrenses og klassifiseres som kortsiktig gjeld/opptjent inntekt.

Avsetning til fremtidige fjerningsforpliktelser (inklusive nedstengningskostnader)

Kostnader til fremtidig fjerning av oljeinstallasjoner avsettes i regnskapet etter et antatt fjerningskonsept, som tar utgangspunkt i dagens teknologi og kostnadsnivå. Årets fjerningskostnad beregnes etter produksjonsenhetsmetoden for feltinstallasjoner. Effekten av endringer i valutakurs fordeles, i likhet med estimatendringer vedrørende reserveanslag, over gjenværende produksjon, slik at fjerningsavsetninger ikke er omregnet til balansedagens kurs. I balansen klassifiseres avsetning til fjerningskostnader som avsetning for forpliktelser.

Transaksjoner i utenlandsk valuta

Pengeposter i utenlandsk valuta omregnes til balansedagens kurs. Realiserte og urealiserte kursgevinster og kurstap, inngår i årets resultat. Transaksjoner i utenlandsk valuta regnskapsføres til valutakursen på transaksjonstidspunktet.

Utsatt skatt

Utsatt skatt beregnes etter gjeldsmetoden. Med utgangspunkt i vedtatte skattesatser og skatteregler på balansedagen, beregnes det utsatt skatt av midlertidige forskjeller mellom regnskapsmessige og skattemessige verdier på eiendeler og gjeld. Effekten av friinntekt, et spesielt fradrag som reduserer skattepliktig inntekt for petroleumsskatt, blir hensyntatt i regnskapet på det tidspunkt det er foretatt investeringer som kvalifiserer for friinntekt. Utsatt skattefordel og utsatt skattegjeld innen samme skatteregime, balanseføres netto. Balanseføring av utsatt skattefordel forutsetter at fremtidig anvendelse kan sannsynliggjøres.

Pensjonsforpliktelser

Ytelsesplaner balanseføres i henhold til NRS om pensjonskostnader. Tilskuddsplaner tilsier at innbetalt tilskudd kostnadsføres når kostnadene er påløpte.

Opsjoner til styremedlemmer og ledende personell

Opsjoner tildelt til underkurs kostnadsføres på tildelingstidspunktet med motpost i annen innskutt egenkapital. Utestående opsjoner vurderes løpende og det foretas avsetning for arbeidsgiveravgift.

Finansielle instrumenter, o.l.

Selskapet benytter flere finansielle instrumenter i sin økonomiske styring av valuta-, rente- og prisrisiko. Instrumenter

som kvalifiserer for sikring blir vurdert sammen med den sikrede post. Instrumenter som ikke kvalifiserer for sikring, vurderes i adskilte porteføljer til laveste av historisk kost og markedsverdi. Urealiserte tap resultatføres.

Kontantstrømoppstilling

Kontantstrømoppstillingen er basert på den indirekte metode.

Resultat pr. aksje

Resultat pr. aksje er basert på tidsveiet, gjennomsnittlig utestående antall aksjer. Utvannet resultat pr. aksje hensyntar utestående opsjoner og konvertible lån.

Endringer i regnskapsprinsipper og presentasjon

Tidligere er driftsinntektene fra Yemen-aktivitetene presentert netto, det vil si eksklusiv den del av produksjonen som avgis til myndighetene. Med bakgrunn i Yemen-aktivitetenes økende betydning for konsernets finansielle stilling, er dette endret i 2001. Yemen-aktivitetene presenteres nå brutto, da dette vurderes å bedre reflektere den underliggende aktivitet. Bruttopresentasjon tilsier at driftsinntektene inkluderer den del av produksjonen som avgis til myndighetene i Yemen i form av produksjonsdeling. Den del av produksjonen som avgis til myndighetene (resultatavhengig) regnskapsføres som skattekostnad i konsernregnskapet, slik at Yemen-aktivitetene nå presenteres på lik linje med selskaps øvrige aktiviteter.

Alle endringer i regnskapsprinsipper og presentasjon (klassifisering) er innarbeidet i tidligere års sammenligningstall.

Note 2 Vesentlige hendelser

Vesentlige hendelser 2001

Erverv av lisens på Norsk Sokkel

DNO inngikk i november en avtale med Conoco om overdragelse av Conocos 37,5 prosent andel i PL 103b på Jotun-feltet, inkludert operatøransvaret for lisensen, med effektiv dato 01.01.2002. Ervervet øker DNOs andel i Jotun-feltet med 3,75 prosent og forutsetter godkjenning av norske myndigheter.

Avhendelse av lisens på Britisk Sokkel

DNO inngikk i september avtale om salg av 1 prosent lisensandel i Claymore-feltet til Talisman Oil Trading Limited. Regnskapsmessig gevinst etter skatt utgjorde NOK 40,3 millioner.

Boring på West-Heather

Selskapets boreprogram på West-Heather har anslagsvis gitt selskapet en økning i sikre og sannsynlige oljereserver på 10 millioner fat.

Ny lisens Yemen

DNO har i 2001 signert en intensjonsavtale om "farm-in" i blokk 43 i Yemen. Blokken ligger i samme geologiske provins som blokkene 53 og 32. DNO vil stå som operatør med en eierandel på 75 prosent.

Økt eierandel i Blokk 32 i Yemen

DNO økte i april 2001 eierandelen i blokk 32, Yemen, med 9 prosent.

Vesentlige hendelser 2000

Endring konsernstruktur

I 2000 ervervet DNO 100 prosent av aksjene i Independent Oil Tools AS (IOT AS). Kjøpesummen var NOK 108 millioner, hvorav NOK 13,8 millioner i kontanter.

Erverv av lisenser på norsk sokkel

Erverv av 1,25 prosent andel i Jotun (PL 103B), 15 prosent andel i PL 203 og 10 prosent andel i PL 148. Ervervene ble godkjent av Olje- og Energidepartementet i 2000. Erverv av 10 prosent andel i Glitne (PL 048B). Ervervet ble godkjent av Olje og Energidepartementet i 2001. Forpliktelsen er ikke reflektert i balansen pr 31.12.2000, jfr. konsernets regnskapsprinsipper beskrevet i note 1. Erverv av 10 prosent i Tyr (PL 006C) ble godkjent av Olje- og Energidepartementet i 2001. I tillegg ble det i 2000 inngått avtale om kjøp av 2 prosent andel i Jotun (PL 103B), med virkning fra 01.01.2001. Ervervet ble godkjent av Olje- og Energidepartementet i 2001. Samlet kostpris for de ovennevnte lisenser utgjorde NOK 290 millioner etter skatt.

Erverv av lisenser i Yemen

Erverv av 12 prosent i Tasour-feltet, blokk 32 i Yemen.

Vesentlige hendelser 1999

Erverv av lisenser i Yemen

Erverv av 24,45 prosent i Yemen blokk 53 for kontant NOK 18,1 millioner, samt 2 millioner DNO-aksjer.

Erverv av lisenser på Britisk sokkel

Overtagelse av driftsansvaret for resterende 62,5 prosent andel i Heather-området (blokk 2/4 og 2/5). Overdragelsesbeløpet var NOK 1,8 millioner og selgerne beholdt sin fjerningsforpliktelse (62,5 prosent) knyttet til feltet.

Note 3 Segmentrapportering

2001	Olje og gass	Offshore & services	Konsern
Driftsinntekter	1 087 711	111 302	1 199 013
Driftskostnader	509 458	54 140	563 598
Avskrivninger (1)	233 911	34 677	268 588
Driftsresultat	344 342	22 485	366 827
Resultat tilknyttet selskap	-	-33 397	-33 397
EBITDA (2)	572 883	62 532	635 415
Sum eiendeler	2 116 776	236 584	2 353 360
Rentefri gjeld	744 327	16 213	760 540
Investeringer	868 918	122 264	991 182

2000	Olje og gass	Offshore & services	Konsern
Driftsinntekter	577 432	95 770	673 202
Driftskostnader	369 625	59 721	429 346
Avskrivninger (1)	103 214	19 538	122 752
Driftsresultat	104 593	16 511	121 105
Resultat tilknyttet selskap	-	-30 975	-30 975
EBITDA (2)	256 842	36 049	292 891
Sum eiendeler	1 457 517	139 430	1 596 947
Rentefri gjeld	526 698	11 212	537 910
Investeringer	428 432	125 830	554 262

1999	Olje og gass	Offshore & services	Konsern
Driftsinntekter	179 012	27 933	206 945
Driftskostnader	182 795	15 042	197 837
Avskrivninger (1)	16 755	-	16 755
Driftsresultat	-20 537	12 890	-7 647
Resultat tilknyttet selskap	-	-42 355	-42 355
EBITDA (2)	29 475	12 890	42 365
Sum eiendeler	702 591	211 028	913 619
Rentefri gjeld	352 550	-	352 550
Investeringer	76 474	54 064	130 538

(1) Inkluderer av-/nedskrivninger, fjernings- og tapsavsetninger

(2) EBIT justert for av-/nedskrivninger, amortisering og fjerningsavsetning

Note 4 Opplysninger om godtgjørelser, sluttvederlag, lønn, aksjer, opsjoner og pensjoner

Godtgjørelse til styret og daglig leder

Styret inngår i DNOs prosjektorienterte nettverksmodell, og styrets medlemmer leies ved behov inn for å gjennomføre spesifikke prosjektoppgaver.

Lønn og styrehonorar fra DNO ASA og andre selskaper i konsernet eller gruppen i 2001

Jan Drange:

DNO ASA: styrehonorar: NOK 125 000.

Det Norske Oljeselskap AS: styrehonorar: NOK 100 000.

IOT AS: styrehonorar: NOK 60 000.

Berge G. Larsen:

DNO ASA: lønn: NOK 300 000, styrehonorar: NOK 100 000.

Petrolia Drilling ASA: styrehonorar: NOK 100 000.

Helge Eide:

DNO ASA: lønn: NOK 2 000 000, styrehonorar: NOK 100 000.

ClampOn: styrehonorar: NOK 25 000.

IOT: styrehonorar: NOK 20 000.

Farouk Al-Kasim:

DNO ASA: styrehonorar: NOK 100 000.

Anders Farestveit:

DNO ASA: lønn: NOK 36 000, styrehonorar: NOK 100 000.

IOT: styrehonorar: NOK 60 000.

Det foreligger ikke lån eller garantistillelser til ledende ansatte, aksjonærer eller styremedlemmer.

Tabellen nedenfor viser beholdningen av aksjer og opsjoner direkte og indirekte eiet og kontrollert av styret og ledelsen i DNO pr 4. april 2002. Samlet er det utstedt 4 705 000 aksjeopsjoner med gjennomsnittlig utøvelseskurs på NOK 26,91 til styrets medlemmer og ledelsen i selskapet. Det er ikke knyttet spesielle vilkår for utøvelse av aksjeopsjonene. Samtlige opsjoner utløper den 30. juni 2002 eller tidligere dersom den ordinære generalforsamlingen finner sted før denne dato.

Styret og ledende ansatte	Aksjer	Opsjoner	Utøvelseskurs
Berge Gerdt Larsen, konsernsjef og hovedaksjonær	9 883 290	3 000 000	30,50
Helge Eide, adm. direktør	100 000	225 000	21,50
Haakon Sandborg, finansdirektør	-	100 000	20,45
Torstein Sannes, daglig leder i Det Norske Oljeselskap AS	166	225 000	20,45
Jan M. Drange, styreleder	-	225 000	20,45
Anders Farestveit, nestleder i styret	-	112 500	20,45
Farouk Al-Kasim, styremedlem	-	112 500	20,45
Andre ledende ansatte	-	705 000	20,45
Sum aksjer/opsjoner	9 983 456	4 705 000	

DNO har ingen ordninger for de ansattes kjøp av verdipapirer i selskapet.

Fakturerede kostnader og tjenester fra selskaper kontrollert av nærstående parter

Styreleder Jan Drange hevet honorarer og kostnadsdekning for prosjekterrelaterte, administrative og finansielle tjenester utført for DNO tilsvarende NOK 1 500 000 i 2001.

DNO betalte i 2001 NOK 1 400 000 i lønn og andre ytelser til konsultentselskapet IOR (NOK 300 000 i lønn og NOK 1 100 000 i andre ytelser), som stiller Berge G. Larsen til rådighet for DNO som konsernsjef. I tillegg får, i henhold til nåværende avtale, LOG dekket faktiske administrative kostnader, herunder kontor, reiseutgifter, sekretær mv. Det er etter denne avtalen kostnadsført NOK 1 800 000 i 2001.

Styremedlemmer Farouk Al-Kasim og Anders Farestveit hevet honorarer og kostnadsdekning for prosjekterrelaterte og administrative tjenester utført for DNO for henholdsvis NOK 391 000 og NOK 469 000 i 2001.

Etterlønn

I henhold til generalforsamlingsvedtak av 22. juni 2000 og 22. juni 2001 har styreleder Jan M. Drange rett til etterlønn på NOK 1 200 000 for hvert år han har vært styreleder, regnet fra 1. januar 1996, dersom han blir vraket som styreleder. Tilsvarende har to av styremedlemmene, Anders Farestveit og Farouk Al-Kasim, rett til etterlønn på NOK 600 000 for hvert år de har fungert som styremedlemmer, regnet fra 1. juni 1996. Retten til etterlønn for styreformannen samt to av styremedlemmene er begrenset til maksimalt 8 år. Konsernsjefen har ikke avtale om sluttvederlag. Administrerende direktør har ved fratreden rett til et sluttvederlag tilsvarende 2 - 3 ganger årsgodtgjørelse, avhengig av omstendighetene.

Revisors godtgjørelse

	Morselskap		Konsern	
	2001	2000	2001	2000
NOK 1.000				
Revisjonshonorar	600	570	1 724	1 095
Assistanse og rådgivning gjeninntreden norsk sokkel	-	-	-	1 350
Annen bistand	716	349	1 314	598
Sum	1 316	919	3 038	3 043

Pensjoner

DNO har i 2001 etablert en tilskuddsbasert pensjonsordning for ansatte i morselskapet. I 2001 er det kostnadsført NOK 534 000. Selskapets forpliktelser begrenser seg til de årlige tilskudd.

Konsernet har en kollektiv pensjonsordning for ansatte i IOT AS. Netto pensjonsmidler utgjorde NOK 1 361 000 pr 31.12.2001 og NOK 1 381 000 pr 31.12.2000, og er klassifisert som andre langsiktige fordringer.

Note 5 Nedskrivninger, amortiseringer og tapsavsetninger

NOK 1 000	Konsern			Morselskap	
	2001	2000	1999	2001	2000
Amortisering/nedskrivning Timan Pechora (se også note 8)	21 500	26 142	-	21 500	26 142
Andre tapsavsetninger	-	2 676	-	-	2 676
Sum nedskrivninger, amortiseringer og tapsavsetninger	21 500	28 818	-	21 500	28 818

Det er i 2001 etablert en amortiseringsplan for prosjektet i Russland (Timan Pechora). Gjenstående regnskapsført verdi amortiseres over tre år, frem til 31.12.2004. Det knytter seg usikkerhet til prosjektet og det arbeides nå sammen med den russiske partneren for bl.a å sikre de juridiske eierforhold. Det er inngått avtale med DNO Explorations Scandinavia AS, som er eiet ca. 19 prosent av DNO, om å overføre prosjektet til dette selskap når de juridiske og kommersielle forhold er avklart. Prosjektet er pr dags dato fortsatt organisert via aksjeinnehavet i Ocean Energy Ltd. En eventuell overføring av prosjektet til DNO Explorations Scandinavia vil skje til kostpris for DNO.

Note 6 Finansinntekter og finanskostnader

NOK 1 000	Konsern			Morselskap	
	2001	2000	1999	2001	2000
Renteinntekter	40 748	19 582	26 015	19 427	13 515
Renteinntekter innen konsernet	-	-	-	33 879	9 899
Andre finansinntekter	1 780	-	520	703	727
Rentekostnader	-55 528	-17 243	-8 188	-47 345	-15 700
Rentekostnader innen konsernet	-	-	-	-1 705	-530
Aktiverte rentekostnader	11 471	12 262	-	8 247	10 664
Netto gevinst (tap) på salg av verdipapirer	-2 180	-22 508	122	-2 180	-22 508
Netto gevinst (tap) på valuta (agio/disagio)	7 373	24 963	10 012	-2 792	31 003
Andre finanskostnader, inklusive valuta- og oljeprissikring	-29 299	-13 000	-3 412	-24 026	-21 000
Mottatt konsernbidrag	-	-	-	28 914	15 266
Netto finansresultat	-25 635	4 056	25 069	13 122	21 336

Note 7 Varige driftsmidler

DNO - konsern

NOK 1 000	Lete-/lisens- kostnader	Felt under utbygging	Felt i produksjon	Goodwill (1)	Inventar, maskiner m.m (2)	Sum
Anskaffelseskost 1.1.2001	36 178	60 544	1 141 077	79 905	53 693	1 371 397
Tilgang i år	409 237	168 454	285 061	-	128 430	991 182
Avgang i år	-	-	-171 557	-	-1 741	-173 298
Overføringer	-100 342	-216 321	316 663	-	-	-
Anskaffelseskost 31.12.2001	345 073	12 677	1 571 244	79 905	180 382	2 189 281
Akk. avskr. 1.1.2001	-	-	-721 980	-7 990	-22 799	-752 769
Avskrivninger i år	-	-	-192 835	-7 992	-27 869	-228 696
Avgang og overføringer i år	-	-	163 327	-	991	164 318
Akk. avskrivninger 31.12.2001	-	-	-751 488	-15 982	-49 677	-817 147
Regnskapsført verdi 31.12.2001	345 073	12 677	819 756	63 923	130 705	1 372 134
Regnskapsført verdi 31.12.00	36 178	60 544	419 097	71 915	30 894	618 628

DNO ASA

NOK 1 000	Lete-/lisens- kostnader	Felt under utbygging	Felt i produksjon	Goodwill	Inventar, maskiner m.m.	Sum
Anskaffelseskost 1.1.2001	-	60 544	523 549	-	11 563	595 656
Tilgang i år	-	65 352	42 322	-	3 907	111 581
Avgang i år	-	-	-	-	-	-
Overføringer	-	-113 219	113 219	-	-	-
Anskaffelseskost 31.12.2001	-	12 677	679 090	-	15 470	707 237
Akk. avskr. 1.1.2001	-	-	-405 151	-	-11 132	-416 283
Avskrivninger i år	-	-	-62 342	-	-339	-62 681
Avgang og overføringer i år	-	-	-	-	-	-
Akk. avskrivninger 31.12.2001	-	-	-467 493	-	-11 471	-478 964
Regnskapsført verdi 31.12.2001	-	12 677	211 597	-	3 999	228 273
Regnskapsført verdi 31.12.00	-	60 544	118 398	-	431	179 373

(1) Balanseført goodwill relaterer seg til merverdier ved kjøp av IOT AS, og avskrives lineært med 10%, som er forventet økonomisk levetid basert på en konservativ vurdering.

(2) Inkluderer balanseført verdi av finansielle leieavtaler med NOK 92,8 millioner.

Note 8 Andre anleggsmidler

Selskapets prosjekt i Russland (Timan Pechora), som pr 31.12.01 har en balanseført verdi på NOK 63,5 millioner, er klassifisert som andre anleggsmidler. Prosjektet er eiet gjennom aksjeposten på 28,5 prosent i selskapet Ocean Energy Ltd (Kypros). Se også note 5.

Note 9 Datterselskaper og tilknyttede selskaper

Datterselskap eiet av DNO ASA

	Selskapets forretnings- kontor	Eier- og stemmeandel i prosent	Selskapets aksjekapital i hele 1 000	Balanseført verdi i mill. kroner
Det Norske Oljeselskap AS	Oslo	100 %	11.500 NOK	110 500
Independent Oil Tools AS	Stavanger	100 %	660 NOK	108 021
DNO Britain Ltd.	Aberdeen	100 %	5.008 GBP	21 849
Sum 2001				240 370
Sum 2000				185 420

Datterselskaper eiet av andre konsernselskaper

DNO Heather Limited	Aberdeen	100 %
DNO (Heather Oilfield) Ltd.	Aberdeen	100 %
The Norwegian Oil Company Ltd.	London	100 %
DNO Limited.	London	100 %

DNO ASA har en opsjon på å erverve aksjene i DNO Production Ltd. Dette selskapet yter management-tjenester til DNO Heather Ltd.

Tilknyttede selskap eiet av DNO ASA

	Selskapets forretnings- kontor	Eier- og stemmeandel i prosent	Selskapets aksjekapital i hele 1 000	Balanseført verdi i hele 1 000 31.12.01	Balanseført verdi i DNO ASA i hele 1 000 31.12.01
Petrolia Drilling ASA	Bergen	37,5 %	227 923 NOK	140 458	140 458
ClampOn AS	Bergen	36,0 %	171 500 NOK	16 130	15 442
Sum 2001				156 588	155 900

Kostpris	Petrolia Dr.	ClampOn
Kostpris pr. 01.01.2001	255 270	9 942
Netto tilgang/avgang i 2001	8 876	5 500
Anskaffelseskost 31.12.2001	264 146	15 442

Regnskapsført verdi	Petrolia Dr.	ClampOn
Årets resultatandel	-16 652	1 210
Nedskrivninger i år (1)	-17 092	-
Mottatt utbytte i år	-	-
Avskrevet merverdi i år	-	-863
Resultat tidligere år	-89 944	343
Regnskapsført verdi 31.12.2001 (2)	140 458	16 130
Uavskrevet merverdi	0	7 906

(1) Årets nedskrivning hensyntar også endring av regnskapsmessig behandling i 2001 i årsregnskapet til PDR ASA av omregning av gjeld i utenlandsk valuta.

(2) Pr. 31.12.2001 var børsverdien til PDR ASA NOK 187 millioner (100%) og NOK 70 millioner for DNO sin andel (37,5%). Selskapet har innhentet en uavhengig verddivurdering i forbindelse med den foreslåtte fisjonen, som viser en antatt markedsverdi lik DNOs regnskapsførte verdi. DNO har en aksjeopsjon med rett til å erverve 1 000 000 aksjer i PDR ASA til kurs NOK 5 pr. aksje. I tillegg har DNO utstedt en salgsoptjon som gir rett til å selge 1 000 000 aksjer til DNO til kurs NOK 5 pr. aksje. I morselskapet er eierandelen i PDR ASA pr. 31.12.01 nedskrevet til regnskapsført verdi i konsern.

Note 10 Mellomværende med foretak i samme konsern

Langsiktige konsernlån og kortsiktige konsernmellomværende er renteberegnet.

Note 11 Bundne bankinnskudd

DNO ASA har stillet et bankinnskudd klassifisert som anleggsmiddel som sikkerhet for sine fjerningsforpliktelser knyttet til Heather-feltet. Pr. 31.12.2001 og pr. 31.12.2000 utgjorde dette henholdsvis NOK 178,5 millioner og NOK 189,7 millioner. Bundne bankinnskudd forøvrig utgjør pr. 31.12.2001 og pr. 31.12.2000 henholdsvis NOK 3,3 millioner og NOK 2,2 millioner.

Note 12 Egenkapital

Egenkapitalbevegelse i konsernet

	Aksjekapital	Egne aksjer	Overkursfond	Annen innskutt egenkapital	Annen EK	Sum
Egenkapital pr. 01.01 2001	200 669	-60	389 881	7 314	198 923	796 728
Konvertering obligasjonslån	240	-	60	-	-	300
Kjøp egne aksjer	-	-3 838	-	-	-9 013	-12 851
Opsjoner ansatte	5 420	-	18 046	-	-	23 466
Omregningsdifferanse	-	-	-	-	-139	-139
Årets resultat	-	-	-	-	134 183	134 183
Egenkapital pr. 31.12 2001	206 329	-3 898	407 987	7 314	323 953	941 686

Egenkapitalbevegelse i DNO ASA

	Aksjekapital	Egne aksjer	Overkursfond	Annen innskutt egenkapital	Annen EK	Sum
Egenkapital pr. 01.01 2001	200 669	-60	389 881	7 314	205 068	802 872
Konvertering obligasjonslån	240	-	60	-	-	300
Kjøp egne aksjer	-	-3 838	-	-	-9 013	-12 851
Opsjoner ansatte	5 420	-	18 046	-	-	23 466
Omregningsdifferanse	-	-	-	-	-139	-139
Årets resultat	-	-	-	-	42 978	42 978
Egenkapital pr. 31.12 2001	206 329	-3 898	407 987	7 314	238 893	856 625

Selskapets styre har fullmakt til å erverve egne aksjer innenfor aksjelovens rammer. Selskapet har ervervet 959 500 egne aksjer pr. 31.12.2001. Se note 16 vedrørende garantier og pantstillelser.

Aksjekapital pr. 31.12.	2001	2000	1999
Aksjekapital, NOK	206 328 788	200 668 788	140 228 172
Antall aksjer	51 582 197	50 167 197	35 057 043
Pålydende pr aksje, NOK	4	4	4

På ordinær generalforsamling ble det også gitt fullmakt til å oppta konvertibelt lån, begrenset oppad til NOK 100 millioner. Denne er ikke benyttet pr. 31.12.2001.

Styret har fullmakt til å forhøye selskapets aksjekapital med inntil NOK 100 millioner ved utstedelse av inntil 25 millioner aksjer pålydende NOK 4,- til kurs og øvrige tegningsvilkår som fastsettes av styret. Fullmakten ble gitt i ordinær generalforsamling den 20. juni 2001 og gjelder i to år. Inntil 2,5 millioner aksjer eller opsjoner kan tildeles selskapets styre, ledende ansatte, prosjektmedarbeidere eller selskaper kontrollert av ovennevnte personer. Tegningskursen og øvrige vilkår fastsettes av styret. Pr. 31. desember 2001 har styret utstedt 100 000 opsjoner i henhold til denne fullmakten. Det vises forøvrig til note 4. Fullmaktene hjemler videre utstedelse av B-aksjer, som er lik de øvrige aksjene, med unntak av at de ikke er stemmeberettigede.

Oversikt over selskapets aksjonærer pr. 31.12.01:

	Aksjer	Eierandel
Increased Oil Recovery AS	6 563 142	12,72 %
Larsen Oil & Gas A/S	2 315 148	4,49 %
Verdipapirfondet Skagen	1 202 002	2,33 %
Livius Interiør AS	1 004 000	1,95 %
DNO ASA	974 500	1,89 %
Firstnordic Norge	800 000	1,55 %
Det Stavangerske Dampskipsselskap	623 500	1,21 %
Leif Inge Sletthei	542 915	1,05 %
Unistar Holdings Inc	530 000	1,03 %
Andre aksjonærer	37 026 990	71,78 %
Sum	51 582 197	100,00 %

Oversikten viser aksjeeiere som eier mer enn 1 prosent av utestående aksjer pr. 31.12.01.

Note 13 Spesifikasjon av kundefordringer, andre kortsiktige fordringer og annen kortsiktig gjeld**a) Kundefordringer og andre kortsiktige fordringer**

	Morselskap		Konsern	
NOK 1 000	2001	2000	2001	2000
Kundefordringer	93 847	106 231	-	31 335
Andre kortsiktige fordringer	62 415	108 930	51 648	62 670
Sum kortsiktige fordringer	156 262	215 161	51 648	94 005

b) Annen kortsiktig gjeld

	Morselskap		Konsern	
NOK 1 000	2001	2000	2001	2000
Betalbar skatt	39 711	287	-	-
Leverandørgjeld	45 854	17 514	11 259	8 944
Skyldige offentlige avgifter	7 555	2 966	1 927	1 672
Påløpne renter	5 625	4 751	5 625	4 751
Påløpne kostnader og annen kortsiktig gjeld	221 211	197 148	33 216	61 728
Sum annen kortsiktig gjeld	319 956	222 666	52 027	77 095

Påløpne kostnader og annen kortsiktig gjeld er i all vesentlighet knyttet til petroleumsaktiviteten i Norge og i UK.

Forpliktelser knyttet til erverv av lisensandeler hvor selskapet har avtalesikret langsiktig bankfinansiering er klassifisert som langsiktige forpliktelser.

Note 14 Skatter

a) Skattekostnad	Konsern			Morselskap	
NOK 1 000	2001	2000	1999	2001	2000
Betalbar skatt (1)	137 309	17 582	-	70 220	7 360
Utsatt skatt	36 304	26 881	1 337	-38 096	-33 563
Skatt på konsernbidrag	-	-	-	8 096	4 275
Skattekostnad	173 613	44 463	1 337	40 220	-21 928

(1) Av betalbar skatt relaterer henholdsvis NOK 70 220 (2001) og NOK 7 360 (2000) seg til skatt betalt i form av olje i Yemen.

b) Effektiv skattesats	Konsern			Morselskap	
NOK 1 000	2001	2000	1999	2001	2000
Resultat før skattekostnad	307 795	94 186	-24 933	83 198	-43 321
Forventet skatt etter nominell skattesats	86 183	31 671	-6 981	23 295	-12 130
Forventet petroleumsskatt	87 011	29 196	-	-	-
Effekt av opptjent friinntekt	-13 463	-1 285	-	-	-
Endring tidligere år	776	-538	-	-	-
Andre poster	13 107	-14 581	8 318	16 925	-9 798
Sum skattekostnad (-inntekt)	173 613	44 463	1 337	40 220	-21 928
Effektiv skattesats (inkl. endring utsatt skatt)	56 %	47 %	-5 %	48 %	51 %

c) Utsatt skatt

Skatteeffekten av midlertidige forskjeller og fremførbare underskudd utgjør:

NOK 1 000	2001	2000
Andre kortsiktige poster	19 700	-15 594
Varige driftsmidler	-184 913	-64 352
Friinntekt	10 112	1 285
Andre langsiktige poster (fordringer, fjerning etc.)	144 687	177 874
Fremførbare underskudd	22 861	49 524
Nedvurdering av skattefordel	-62 190	-157 325
Sum utsatt skatt	-49 743	-8 588
Balanseført utsatt skattefordel	85 869	55 776
Balanseført utsatt skattegjeld	135 612	64 364

Skattesatser gjeldende pr. 31.12.2001 er lagt til grunn ved beregning av utsatt skatt. Skattesatsene er 78 prosent for petroleumskostnader, inklusive 50 prosent særskatt, og 28 prosent for øvrige inntekter og kostnader i Norge.

Ved investering på norsk sokkel opptjenes friinntekt som en prosentandel (30 prosent) av samlede investeringer. Friinntekten kan fratrekkes særskattepliktig inntekt lineært over en seksårsperiode fra investeringstidspunktet. Selskapet har opparbeidet seg en fremtidig friinntekt på NOK 10 112 000. Ubenyttet friinntekt fra tidligere perioder kan føres til fradrag i senere år ved utligning av særskatt uten tidsbegrensning. Selskapet hadde ikke ubenyttet friinntekt til fremføring pr. 31.12.01. Samlet friinntekt utgjør dermed NOK 10 112 000. Regnskapsmessig hensyntar selskapet fordelene ved friinntektsfradraget i opptjeningsåret.

Inntektsskatt i Yemen betales i form av avgivelse av olje, herunder kompensasjon for kostnader. I konsernregnskapet fremgår dette som en skattekostnad da grunnlaget er å anse som et netto resultatbegrep. Ulike "bonuser" og "royalties" til myndighetene er klassifisert som produksjonskostnader.

Balanseført utsatt skattefordel henviser til aktiviteten i Norge. Utsatt skattefordel knyttet til virksomheten i UK er ikke balanseført. Fremførbare underskudd relatert til virksomhet i Norge utløper i perioden 2005-2010.

Utsatt skattefordel og utsatt skattegjeld innen samme skatteregime balanseføres netto.

Note 15 Langsiktige lån, forfallsstruktur, pantstillelser og lånebetingelser

Oversikt over langsiktige lån

Beløp i 1 000	Valuta	Lånebeløp i valuta	Rente	Forfall	Balanse 31.12.01	Balanse 31.12.00
Konvertibelt obligasjonslån (1)	NOK	300	5%	01.09.2001	-	300
Valutalån	USD	5 443	Libor + 2%	28.06.2002	49 126	103 810
Valutalån	USD	-	Libor + 2%	-	-	115 031
Obligasjonslån	NOK	325 000	Nibor + 4%	01.06.2004	325 000	-
Obligasjonslån (2)	NOK	175 000	Nibor + 3%	01.06.2004	175 000	-
Netto andre langsiktige lån	NOK	11 030	Nibor + 1,3%	15.05.2006	11 030	-
Finansiell leasing (3)	NOK	90 978	3,5% - 8,5%	2002-2006	90 978	30 854
Totalt utestående					651 134	249 995

(1) Konvertibelt obligasjonslån pr. 31.12.2000 er konvertert til aksjer i 2001.

(2) Obligasjonslånet løper til juni 2004, men obligasjonseierne har en opsjon til å kreve lånet innløst i 2. kvartal 2002.

(3) Består av flere leasingavtaler med varierende betingelser samt ulike forfallstidspunkt.

Forfallsstruktur på selskapets rentebærende lån i millioner kroner:

År:	Avdrag:
2002	89 067
2003	16 394
2004	516 394
2005	16 394
2006	12 886
2007-	-
Sum	651 134

Pantstillelser (regnskapsført verdi av eiendeler stillet som sikkerhet):

	Morselskap	Konsern
Aksjer	358 979	140 458
Fordringer og varelager	3 498	57 254
Olje- og gassfelt	-	322 000
Andre anleggsmidler	-	139 046
Bankinnskudd	-	36 124
Sum pantstillelser	362 477	694 882

Lånebetingelser:

Selskapets låneavtaler inneholder krav til blant annet finansielle forholdstall og restriksjoner vedrørende låneopptak og egenkapitaltransaksjoner. Selskapet oppfyller samtlige krav i låneavtalene pr. 31. desember 2001.

Videre foreligger sikring i kontantstrøm fra driften og forsikring, samt et krav til sikring av oljepris.

Note 16 Garantier og forpliktelser

a) Fjerning av feltinstallasjoner

I følge konsesjonsvilkårene på norsk kontinentalsokkel har selskapet ved produksjonsopphør eller når konsesjon utløper, plikt til å fjerne anleggene på kontinentalsokkelen dersom dette blir besluttet av myndighetene. Eventuelle fjerningskostnader fordeles mellom staten og den enkelte rettighetshaver avhengig av den skatt rettighetshaveren har betalt over anleggenes levetid. Eventuelt kan staten kreve å overta anleggene vederlagsfritt. Avsetningen er foretatt på basis av et antatt fjerningskonsept. Dette konsept er forankret i Petroleumloven av 1985, § 30, Lov av 1996 om fordeling av utgifter til fjerning av innretninger på kontinentalsokkelen samt internasjonale regler og retningslinjer.

Følgende forutsetning for fjerningen er normalt lagt til grunn:

- mindre, herunder flytende installasjoner; fjerning i sin helhet.
- store installasjoner; kun delvis fjerning av dekk og utrustning.
- undervannsinstallasjoner og rørledninger; renses og eventuelt overfylles.
- nedstengning og frakobling av brønner inkluderes i ordinære driftskostnader

På britisk sokkel må rettighetshaverne bære kostnadene for fjerning basert på en fjerningsplan som er godkjent av myndighetene. Avsetning for selskapets andel til slike fjerningskostnader, i henhold til produksjonshetsmetoden, er reflektert i balansen under avsetning for forpliktelser og utgjorde pr. 31.12.2001 og 31.12.2000 henholdsvis NOK 254,0 millioner og NOK 250,2 millioner.

Spesifikasjon av årets endring i fjerningsforpliktelser er vist nedenfor:

	Storbritannia	Norge	Konsern
01.01.2001	250 167	757	250 924
Årets avsetning til fremtidig fjerning	12 993	5 400	18 393
Årets avgang	-9 124	-	-9 124
31.12.2001	254 036	6 157	260 193

Fjerningskostnader for Heather-feltet er anslått til GBP 67,9 millioner (DNO Heather Ltds andel utgjør 37,5 prosent). Vedrørende Heather-feltet står tidligere lisenspartnere ansvarlige for 62,5 prosent av fjerningsforpliktelsene. I denne forbindelse er det avgitt garantier.

I konsernregnskapet inngår en fordring på USD 15,3 mill knyttet til ervervet av Unocal Britain Ltd (Dno Heather Ltd). Fordringen forfaller i sin helhet i 2002 og er neddiskontert med 8 prosent. Renter inntektsføres over 5-års perioden. Provenyet ved innfrielse av nevnte fordring (NOK 133 millioner) samt bundet bankinnskudd (jfr note 11) NOK 179 millioner er å anse som en delvis dekning av de forpliktelser som påhviler DNO-konsernet ved en fremtidig fjerning av Heather-plattformen.

Selskapet har ikke forpliktelser knyttet til fjerning i Yemen da driftsmidlene overtas av myndighetene ved endt produksjon.

b) Kontraktsforpliktelser/lisensforpliktelser til fremtidige investeringer

Selskapet har gjennom sine eierinteresser i egenopererte og partneropererte olje- og gassfelt følgende forpliktelser:

Beløp i millioner kroner	2002
Bore- og leteforpliktelser	42
Kontraktsforpliktelser, prosjekter under utbygging	87

c) Leasingforpliktelser

Konsernet har følgende operasjonelle leasingforpliktelser, hvorav det vesentligste er gjennom eierinteresser i egenopererte og partneropererte olje- og gassfelt:

Kalenderår	Mill. kr.
2002	51,0
2003	50,8
2004	5,1
Etter år 2004	5,1
Totale operasjonelle leasingforpliktelser	112,1

d) Erstatningsansvar/forsikring

Som andre rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel har selskapet et ubegrenset ansvar for skadeforvoldelse, inkludert forurensning. Selskapet har forsikret sitt pro rata ansvar i norsk og internasjonal sektor på linje med øvrige oljeselskaper. Anleggene og ansvaret er dekket av en driftsforsikringspolise.

e) Rettstvister.

DNO har hatt en rettstvist fra 1994/95 med et nederlandsk meglerfirma gjennom sitt tidligere datterselskap Viking Petroleum AS. DNO ble høsten 2000 dømt i Oslo byrett til å betale det nederlandske meglerfirmaet omlag SEK 12 millioner pluss renter. Dommen er påanket. Det er foretatt regnskapsmessig avsetning til å dekke kravet inklusive renter.

I 2002 er 900 000 av selskapets egne aksjer samt NOK 5 millioner, stillet som sikkerhet for kravet.

f) Garantier pr. 31.12.2001 (NOK mill.)

Morselskapets garantier overfor konsernselskaper	52
Andre garantier avgitt av morselskapet overfor eksterne parter	317
Sum garantier	368

I tilknytning til låneavtaler er det også avgitt selvskyldnergarantier overfor långivere.

Note 17 Finansielle instrumenter og risikostyring

DNO er eksponert for endringer i oljepris knyttet til oljeaktiviteter. Virksomheten medfører også en markedsrisiko knyttet til endring i valutakurser. Risikoeksponeringen er under kontinuerlig oppsikt og selskapet benytter forskjellige finansielle instrumenter for å redusere denne risikoen. Selskapet benytter ikke finansielle instrumenter for spekulasjonsformål.

DNO benytter følgende finansielle instrumenter:

a) Styring og kontroll av valutarisiko

Størsteparten av DNOs inntekter er i US dollar, mens løpende utbetalinger til investeringer og drift normalt betales i norske kroner (NOK) og engelske pund (GBP). En nedgang i verdien av US dollar vil ved konvertering gi et lavere beløp i NOK/GBP. DNO er derfor eksponert for endringer i verdien av US dollar mot NOK og GBP. DNO sikrer seg delvis mot denne risikoen ved å selge USD forward mot NOK og GBP.

b) Terminkontrakter, valutaswapper og valutaopsjoner

Selskapet har en portefølje av valutaopsjoner med forfall i perioden januar 2002 til desember 2002. Selskapet har totalt solgt USD 59,7 millioner og kjøpt GBP 18,4 millioner og NOK 300,4 millioner. Netto urealisert tap på disse kontraktene utgjør pr. 31.12.2001 NOK 4,02 millioner.

Det er i 2001 inngått en valutaswap på deler av obligasjonslånet fra NOK til USD med forfall i 2004. Urealisert tap, ikke regnskapsført, utgjør pr. 31.12.01 NOK 2,2 millioner.

c) Styring og kontroll av renterisiko

DNO er eksponert for renteendring på alle lån som er basert på flytende rente, hovedsakelig LIBOR og NIBOR. DNO hadde pr. 31.12.2001 ikke inngått noen avtaler om renteswapper eller andre renteinstrumenter, med unntak av valutaswap beskrevet ovenfor i punkt b) som medfører at renten swappes fra NIBOR-basert til LIBOR-basert rente.

d) Styring og kontroll av prisrisiko

DNO er eksponert for prisrisiko knyttet til fluktuasjoner i råoljeprisene, og benytter råvarederivater for sikringsformål. Pr. 31.12.2001 har selskapet ingen sikringskontrakter knyttet til oljepris. Se note 23.

e) Kreditt risiko

I avtalene som er inngått for de finansielle instrumentene, er DNO utsatt for kreditt risiko dersom avtalepartene i kontraktene ikke skulle oppfylle sine forpliktelser. I et slikt tilfelle vil risikoen for tap være forskjellen mellom markedsrenten/vekslingskursen og avtalte swaprenter og vekslingkurser. Kreditt risikoen for rente-, valuta- og råoljederivater vil være representert ved markedsverdier ved kontrakter med positiv verdi ved utgangen av hver regnskapsperiode, jfr. beregnede markedsverdier i oppstillingen nedenfor. Avtalepartene godkjennes internt i henhold til visse kriterier. DNO mener at kreditt risikoen ikke er vesentlig.

f) Markedsverdi på finansielle instrumenter

Markedsverdier av selskapets finansielle instrumenter er blitt beregnet på grunnlag av markedspriser, og verddivurderingen er beskrevet nedenfor. Imidlertid tilrådes forsiktighet ved tolkning av markedsdata til en estimert markedsverdi. Estimaten presentert her vil derfor ikke nødvendigvis være indikative på de beløp selskapet ville kunne oppnå ved realisasjon.

g) Risiko knyttet til andre poster

DNO har en 37,47 prosent eierandel i Petrolia Drilling ASA, et selskap som er notert på Oslo Børs. DNO har en kursrisiko knyttet til denne investeringen, se også note 9.

Beregnet markedsverdi på finansielle instrumenter pr. 31.12.		2001		2000	
Beløp i NOK 1 000		Balanseført verdi	Markedsverdi	Balanseført verdi	Markedsverdi
Finansielle eiendeler:					
Kontanter og kontantekvivalenter		163 687	163 687	88 026	88 026
Finansielle forpliktelser:					
Langsiktige lån, inklusive 1. års avdrag		651 134	651 134	247 441	247 441
Instrumenter benyttet til styring av valutarisiko:					
Eiendeler		-	-6 220	-	17 502
Forpliktelser					
Instrumenter benyttet til styring av råoljepriser:					
Eiendeler		-	-	3 249	5 734
Forpliktelser					

De følgende metoder og forutsetninger er benyttet for å beregne markedsverdi for finansielle instrumenter:

Kontanter og kontantekvivalenter

Regnskapsført verdi gir et rimelig anslag på markedsverdiene på grunn av den korte løpetiden for disse instrumentene.

Langsiktige lån

For banklån med flytende rente er markedsverdi satt lik regnskapsført verdi.

Valutaopsjoner/råvarederivater

Markedsverdien av finansielle instrumenter som ikke er børsnoterte er basert på markedskvoterings og beregninger med grunnlag i gjeldende markedskurser på balansedagen.

Note 18 Sikre og sannsynlige reserver av olje og gass (urevidert)

Tabellen nedenfor viser DNOs beregnede sikre og sannsynlige reserver av olje og gass og endringene i disse for årene 2001, 2000 og 1999.

Selskapet benytter sikre og sannsynlige utviklede reserver som grunnlag for beregning av avskrivninger etter produksjonesenhetsmetoden (felt i produksjon).

Reservene er basert på selskapets beregninger for felt hvor DNO er operatør, og basert på uavhengige beregninger for felt, hvor DNO er lisensdeltager.

Sikre og sannsynlige utviklede reserver representerer beregnede volum av olje, gass og NGL som, basert på geologiske og tekniske data, som med rimelig grad av sikkerhet kan utvinnes i fremtiden fra kjente reservoarer under gjeldende økonomiske og driftstekniske forhold.

På grunn av iboende usikkerhet og begrensninger knyttet til reservedata, vil reserveestimatene endres over tid etterhvert som ny informasjon blir tilgjengelig.

	Norge		Storbritannia		International		Konsern	
	Olje mill. fat	Gass mill. fat o.e	Olje mill. fat	Gass mill. fat o.e	Olje mill. fat	Gass mill. fat o.e	Olje mill. fat	Gass mill. fat o.e
Sikre og sannsynlige reserver:								
Sum sikre og sannsynlige reserver pr. 31.12.1998	-	-	15,0	-	-	-	15,0	-
Revisjon av tidligere ansalg	-	-	0,1	-	-	-	0,1	-
Utvidelser og funn	-	-	-	-	-	-	-	-
Erverv og salg av reserver	-	-	19,9	-	-	-	19,9	-
Produksjon 1999	-	-	-1,0	-	-	-	-1,0	-
Sum sikre og sannsynlige reserver pr. 31.12.1999	-	-	34,0	-	-	-	34,0	-
Revisjon av tidligere ansalg	-	-	19,9	-	-	-	19,9	-
Utvidelser og funn	-	-	1,0	-	9,6	-	10,6	-
Erverv og salg av reserver	5,0	-	-	-	-	-	5,0	-
Produksjon 2000	-0,6	-	-1,8	-	-0,2	-	-2,6	-
Sum sikre og sannsynlige reserver pr. 31.12.2000	4,4	-	53,1	-	9,4	-	66,9	-
Revisjon av tidligere ansalg	-0,4	-	2,6	-	1,4	-	3,6	-
Utvidelser og funn	3,3	6,4	8,1	-	-	-	11,4	6,4
Erverv og salg av reserver	2,9	0,1	-1,0	-	-	-	1,9	0,1
Produksjon 2001	-1,6	-	-2,0	-	-1,2	-	-4,8	-
Sum sikre og sannsynlige reserver pr. 31.12.2001	8,6	6,5	60,8	-	9,6	-	79,0	6,5

Av de totale sikre og sannsynlige olje- og gassreserver på 85,5 millioner fat oljeekvivalenter (o.e), utgjør 23,1 millioner fat sikre og sannsynlige utviklede reserver og danner grunnlag for selskapets avskrivninger og fjerningsavsetninger.

Note 19 Resultat pr aksje.

Resultat pr aksje er beregnet ved å dividere konsernresultatet på gjennomsnittlig antall aksjer (50 905 197). Utvannet resultat pr. aksje hensyntar i 2001 konvertibelt lån og utestående opsjoner (50 905 197). Rentekostnader knyttet til konvertibelt lån er hensyntatt. Effekten av ny egenkapital fra opsjoner er korrigert ved å anta at innbetalt beløp anvendes til å kjøpe ordinære aksjer i markedet (treasury stock method).

Note 20 Andre forpliktelser

Andre forpliktelser knytter seg hovedsakelig til ubetalt kostpris ved kjøp av oljelisenser. Kjøpesummen er neddiskontert (ikke rentebærende) og vil være avhengig av faktisk produksjon.

Note 21 Helse, miljø og sikkerhet

Virksomheten har foregått innenfor de krav som myndighetene stiller med hensyn til belastning av det ytre miljø. Det har ikke forekommet alvorlige skader eller ulykker i 2001.

Note 22 Transaksjoner med nærstående parter og nettverksselskap.

Alle transaksjoner, kontrakter og forretningsforhold med nærstående og relaterte parter, baseres på markedsmessige vilkår. DNOs forretningsmodell er basert på en operasjonell og prosjektorientert kostnadseffektiv nettverksmodell, der tilgang på og gjennomførelsen av prosjekter gjøres av nettverksaktører som egne ansatte (informed buyers), prosjektaktører, konsulenter og andre selskap i et nettverk. Selskaper kontrollert av nærstående parter overtok nærmere 40 prosent av selskapets aksjer i begynnelsen av 1996, da selskapet kun hadde 3 ansatte og tilnærmet lik null i egenkapital.

I perioden fra 01.01.96 har selskapets største aksjonær i det vesentligste tilført DNO nåværende strategi og forretningsmodell, nettverk og vesentlige eiendeler, herunder riggkontrakter, riggandeler samt oljefelt.

I forbindelse med boreprogrammet i 2001 knyttet til West-Heather feltet, har konsernet leiet inn riggen Petrolia til markedsmessige vilkår fra det tilknyttede selskapet PDR ASA.

I forbindelse med refinansiering av DNO i 1996, ytet selskapets hovedaksjonær et konvertibelt lån på NOK 12 millioner av et totalt konvertibelt lån på NOK 24 millioner. Aksjens børskurs var på daværende tidspunkt NOK 4,20 per aksje, mens konverteringskurs ble fastsatt til NOK 5 per aksje. Hovedaksjonærs andel ble konvertert til aksjer i 2000.

Det foreligger leasingavtaler mellom konsernselskaper, hvor også morselskapet er part, samt en leasingavtale mellom datterselskapet IOT AS og det tilknyttede selskap PDR ASA.

I 1999 ervervet DNO 24,45 prosent i Yemen blokk 53, som inneholder ca 25 millioner fat olje (hvorav DNOs andel utgjør om lag 7 millioner fat) fra Independent Oilfield Rentals (IOR) Ltd., et selskap kontrollert av nettverksaktører, ved utstedelse av DNO-aksjer tilsvarende NOK 52,2 millioner, hvilket tilsvarer akkumulert kostpris fra andelen. I tillegg til salgssummen, har selger rett til en deling av gevinst basert på kostpris med tillegg av 12 prosent p.a. dersom salget gjennomføres innen utløpet av 2002. DNO har ingen planer om å selge andelen.

I henhold til nåværende avtale får Larsen Oil & Gas AS dekket faktiske administrative kostnader, herunder kontor, reiseutgifter, sekretær mv. Det er etter denne avtalen kostnadsført hhv NOK 1 800 000 i 2001, NOK 1 475 000 i 2000 og NOK 500 000 i 1999.

I forbindelse med etablering av kontor i London og arbeid mot utenlandske finansinstitusjoner og investorer, vil konsernsjefen tilbringe vesentlige deler av sin tid i utlandet. Morselskapets avtale med konsernsjefen er derfor endret i løpet av 2001. Tjenestene leies nå inn fra Increased Oil Recovery Ltd til omforenet dagsrate. 2001- regnskapet er belastet med NOK 1 031 000 etter denne avtale (perioden fra 17 juli og ut året). Se note 4.

Vedrørende godtgjørelse til tillitsmenn og ledende ansatte, herunder opsjoner og etterlønnssavtaler, vises det til note 4.

Pr. 31.12.2001 er det et mellomværende (fordring) med det tilknyttede selskap PDR ASA på NOK 35,8 millioner. Mellomværende renteberegnes.

Note 23 Betingede utfall og hendelser etter balansedagen.

I forbindelse med avtaleverket med den russiske partneren knyttet til Timan Pechora-prosjektet, herunder aksjonæravtalen knyttet til DNO Explorations Scandinavia AS, kan hver av partenes eierandel i DNO Explorations Scandinavia AS endres, således at DNO-konsernet igjen kan bli hovedaksjonær i selskapet, eventuelt at aksjeinnehavet avhendes.

DNO har i 2002 inngått en prissikringskontrakt som sikrer en nedre grense for oljepris pr. fat for 4 000 fat olje pr. dag.

DNO inngikk i desember 2001 en låneavtale med to norske banker. Det er pr. 31.12 2001 ikke foretatt opptrekk på denne fasilitet. Sett i lys av at låneavtalen er inngått i 2001 er pantstillelser, garantier og lånebetingelser oppgitt i note 15.

I 2002 er det stillet sikkerhet for krav i en sak med et nederlandsk meglerforetak. Sikkerheten er spesifisert i note 16. Det er foretatt en avsetning i regnskapet pr. 31.12 2001 lik det beløp som følger av byrettsdommen (SEK 12 millioner pluss renter). DNO har anket dommen.

DNO har i begynnelsen av 2002 iverksatt en prosess for å utløse selskapets småaksjonærer.

I februar 2002 har operatøren på Tyr-feltet kommunisert at undersøkelsesbrønn 2/5-12, hvor det foregikk boring pr. årsskiftet, nå blir plugget og permanent forlatt. Effekten av dette, ca NOK 5-6 millioner etter skatt, vil bli regnskapsført i 1. kvartal 2002.

Styret i DNO vil i styremøte 4. april 2002 vedta å foreslå for generalforsamlingen å fisjonere DNO i 2002. Det er redegjort for dette i et eget fisjonsprospekt. Fisjonsforslaget innebærer en utskillelse av konsernets Offshore & Services-virksomhet.

Gitt at hele eller deler av andel i Blokk 53 i Yemen avhendes innen utløpet av mai 2002, skal DNO-konsernet avgi 50 prosent av en eventuell gevinst, etter at kostpris inklusive renter er dekket, til Independent Oilfield Rentals Ltd.

Revisors beretning



REVISJONSBERETNING FOR 2001

Til Generalforsamlingen i
DNO ASA

Arthur Andersen & Co
Statsautoriserte revisorer
Drammensveien 165
Postboks 228 Skøyen
0213 Oslo
Telefon +47 22 92 80 00
Telefaks +47 22 92 89 00
Org. nr. NO 910 167 707 MVA
Medlemmer av
Den norske Revisorforening
www.andersen.no

Vi har revidert årsregnskapet for DNO ASA for regnskapsåret 2001, som viser et overskudd på kr. 42.978.000 for morselskapet og et overskudd på kr. 134.183.000 for konsernet. Vi har også revidert opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til anvendelse av overskuddet. Årsregnskapet består av resultatregnskap, balanse, kontantstrømoppstilling, noteopplysninger og konsernregnskap. Årsregnskapet og årsberetningen er avgitt av selskapets styre og administrerende direktør. Vår oppgave er å uttale oss om årsregnskapet og øvrige forhold i henhold til revisorlovens krav.

Vi har utført revisjonen i samsvar med revisorloven og god revisjonsskikk i Norge. God revisjonsskikk krever at vi planlegger og utfører revisjonen for å oppnå betryggende sikkerhet for at årsregnskapet ikke inneholder vesentlig feilinformasjon. Revisjon omfatter kontroll av utvalgte deler av materialet som underbygger informasjonen i årsregnskapet, vurdering av de benyttede regnskapsprinsipper og vesentlige regnskapsestimater, samt vurdering av innholdet i og presentasjonen av årsregnskapet. I den grad det følger av god revisjonsskikk, omfatter revisjon også en gjennomgåelse av selskapets formuesforvaltning og regnskaps- og interne kontrollsystemer. Vi mener at vår revisjon gir et forsvarlig grunnlag for vår uttalelse.

Vi mener at

- årsregnskapet er avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et uttrykk for selskapets og konsernets økonomiske stilling pr 31. desember 2001 og for resultatet og kontantstrømmene i regnskapsåret i overensstemmelse med god regnskapsskikk i Norge
- ledelsen har oppfylt sin plikt til å sørge for ordentlig og oversiktlig registrering og dokumentasjon av regnskapsopplysninger i samsvar med lov og god regnskapsskikk i Norge
- opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til anvendelse av overskuddet er konsistente med årsregnskapet og er i samsvar med lov og forskrifter.

ARTHUR ANDERSEN & CO.

Asbjørn Rødal
Statsautorisert revisor

Oslo,
20. mars 2002

Kuborggata 1
4010 Slangerup
Telefon 51 84 12 00
Telefaks 51 53 69 95

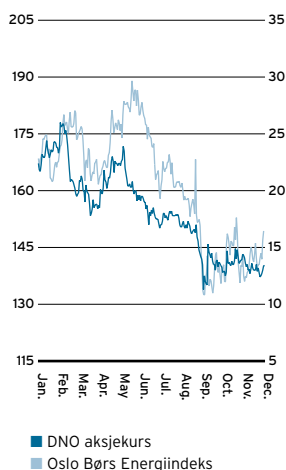
Bractbenken 1
Postboks 4092 Østergren
5835 Bergen
Telefon 55 30 39 30
Telefaks 55 30 39 31

Kjøpmannsgata 52
Postboks 765
7408 Trondheim
Telefon 73 99 35 00
Telefaks 73 99 35 01

Andersen Revisjonsbyrå AS,
Hamar
Bakke Hjeltnes Larsen, Billingstad
Terje Øyehaug AS, Slinn
Gulliksen & Holmøy AS, Drammen

Møller & Co AS, Tønsberg
Dybwad Revisjon DA, Oslo
Armeda More, Ålesund
Revisordr. Maage P. Danielsen,
Kristiansand

Aksjekursutvikling 2001



Aksjonærforhold

DNO er et selskap i vekst. Selskapets overordnede målsetning er å skape aksjonærverdier over tid. Dette søkes oppnådd gjennom lønnsomme investeringer relatert til petroleumsvirksomhet, som derigjennom skal bidra til verdøkning på selskapets aksjer, og betaling av utbytte.

DNO har imidlertid ikke betalt utbytte siden regnskapsåret 1997, ettersom selskapet har investert betydelige beløp i oljelisenser, samt i leting og utvikling. På basis av selskapets omfattende investeringsplaner, forventer selskapet et lavt utbyttennivå de nærmeste årene. Tabellen nedenfor viser utbytte og resultat pr. aksje siden 1996.

NOK	Resultat pr. aksje	Utbytte pr. aksje
1996	0,24	0
1997	6,81	1,01
1998	0,84	0
1999	-0,82	0
2000	1,15	0
2001	2,64	0

Investor Relations

DNO legger vekt på en åpen dialog med aksjemarkedet, og skal gi aksjemarkedet relevant og utfyllende informasjon som grunnlag for en balansert og korrekt verdsetting av aksjen.

Selskapet holder sine aksjonærer og markedet løpende orientert om forhold som er av betydning for vurdering av aksjene.

Dette skjer gjennom børs- og pressemeldinger, regnskapsrapportering og presentasjoner overfor investormarkedet.

Selskapets nettsted inneholder egne sider med investorinformasjon, der blant annet årsrapporter, delårsrapporter og presentasjonsmateriale blir presentert.

Det legges vekt på å øke interessen for aksjen blant norske og utenlandske investorer.

Selskapets regnskapsår følger kalenderåret. Selskapet avlegger delårsrapporter på kvartalsbasis. Regnskapene er utarbeidet i norske kroner.

Børsverdi, kursutvikling og omsetning

Til venstre er en grafisk fremstilling av selskapets kursutvikling i løpet av 2001. DNOs kursutvikling er sammenlignet med OSE energiindeks og oljeprisen.

Det ble omsatt i underkant av 67 millioner DNO-aksjer i løpet av 2001. Dette tilsvarer en omsetningshastighet på 129 prosent.

Antall aksjer og pålydende

Antall aksjer i omlop ved utløpet av 2001 var 51 582 197 pålydende NOK 4,-.

Beholdning av egne aksjer

På DNOs ordinære generalforsamling 21. juni 2001 fikk styret fullmakt til kjøp av egne aksjer. Fullmakten er begrenset oppad til 10 prosent av aksjekapitalen og gjelder frem til neste ordinære generalforsamling.

Selskapets beholdning av egne aksjer tilsvarte 974 500 aksjer pr. 31.12.01. Økningen i DNOs beholdning av egne aksjer i 2001 ble ervervet til markedspris gjennom megler.

I tillegg, ble det i perioden januar til mars 2002 ervervet egne aksjer som følge av det frivillige innløsningstilbudet som ble tilbudt selskapets aksjonærer med aksjeinnehav som har en verdi på mindre enn NOK 500, samt gjennom tvangsinnløsning. Selskapets beholdning av egne aksjer tilsvarte således pr. 04.04.02, 1 286 482 aksjer, tilsvarende 2,5 prosent av selskapets aksjekapital.

Aksjonærer

DNO ASA hadde pr. 31.12.01 totalt 42 429 aksjonærer. På samme tidspunkt var det registrert 494 utenlandske aksjonærer som til sammen eide 1 980 121 aksjer, tilsvarende en eierandel på 3,84 prosent i selskapet. I forbindelse med det frivillige innløsningstilbudet, samt gjennom tvangsinnløsning, ble DNOs aksjonærmasse i perioden januar til mars 2002 redusert fra 42 429 til 10 993.

Tabellen over til høyre viser selskapets største aksjonærer pr 31.12.01 i henhold til registrering i VPS.

DNO benytter opsjonsprogrammer for å tiltrekke og motivere nøkkelmedarbeidere og ledelse. (Se tabellen til høyre.)

DNO ASAs største aksjonærer pr 31. desember 2001

Aksjonær	Antall aksjer	Andel
Increased Oil Recovery AS	6 563 142	12,72 %
Larsen Oil & Gas A/S	2 315 148	4,49 %
Verdipapirfondet Skagen	1 202 002	2,33 %
Livius Interiør AS	1 004 000	1,95 %
DNO ASA	974 500	1,89 %
Firstnordic Norge	800 000	1,55 %
Det Stavangerske Dampskipsselskap	623 500	1,21 %
Leif Inge Sletthei	542 915	1,05 %
Unistar Holdings Inc	530 000	1,03 %
Andre aksjonærer	37 026 990	71,78 %
Sum	51 582 197	100,00 %

Beholdning av aksjer og aksjeopsjoner direkte og indirekte eiet og kontrollert av styret og ledelsen i DNO pr 31.12.2001

Navn	Aksjer	Opsjoner
Jan M. Drange, styreleder	-	225 000
Anders Farestveit, nestleder i styret	-	112 500
Helge Eide, adm. direktør	100 000	225 000
Farouk Al-Kasim, styremedlem	-	112 500
Selskaper kontrollert av Berge Gerdt Larsen, konsernsjef og største aksjonær	9 883 290	3 000 000
Haakon Sandborg, finansdirektør	-	100 000
Torstein Sannes, daglig leder i Det Norske Oljeselskap AS	166	225 000
Andre ledende ansatte	-	705 000
Sum aksjer/opsjoner	9 983 456	4 705 000

Verdibasert ledelse og strategisk målstyring

DNO arbeider etter en intern styringsmodell som fokuserer på sammenhengen mellom ledelsens mål og strategier, samt investorenes mål og avkastningskrav.

Modellen skal sikre at definerte målsetninger nås samt at korrigerende tiltak iverksettes dersom det er avvik mellom ledelsens mål og oppnådde resultater. Det er også en målsetning at styringsmodellen best mulig skal ivareta kapitalmarkedets krav til rapportering.

Styringsstrukturen er basert på de strategiske verdidriverne som er etablert gjennom DNOs strategiprosesser, de kritiske suksessfaktorene, med klar forbindelse til operative måleparametere og nøkkeltall. Utfordringen er å identifisere de måleparametrene, som enkelt og oversiktlig operasjonaliserer de strategiske målene og derigjennom gir relevant intern styringsinformasjon. Samtidig skal måleparametrene tilfredsstillende kapitalmarkedenes krav til informasjon.

Verdibasert ledelse

"Value Based Management" (VBM) er en ledelsesfilosofi som definerer verdiskapning for aksjonærer som en overordnet målsetning for virksomhetens drift. Maksimering av verdiskapning for aksjonærene styrer selskapets strategi, struktur og prosesser, den påvirker belønningssystemer og dikterer dermed hvilke måleparametere som skal benyttes for å følge selskapets utvikling.

DNOs styringsmodell skal ivareta følgende krav:

- Synliggjøre og kommunisere virksomhetens visjon, strategier og handlingsplaner
- Sikre sammenheng mellom strategier og ressursallokering
- Levere relevant informasjon om de viktige faktorene som driver fremtidige resultater
- Muliggjøre for ledelsen å ha en kontinuerlig evaluering av strategi og å agere dynamisk på bakgrunn av endringer som fanges opp i styringssystemet
- Gjenspeile selskapets verdiutvikling utover regnskapets bokførte verdier

Gjennom å kombinere tradisjonell "Balanced Scorecard" (BSC) tankegang med "Value Based Management" (VBM) metodikk, sikrer selskapet fokus på de operasjonelle aktivitetene, men med det tilleggsperspektivet at aktivitetene skal prioriteres i henhold til hva som skaper størst verdi for aksjonærene.

Resultatet vil være en dynamisk styringsmodell som har hovedfokus på å operasjonalisere selskapets strategi samt å synliggjøre denne for kapitalmarkedet.

Verdiskapning og strategisk målstyring

For å gi ledelsen relevant styringsinformasjon til å gjennomføre selskapets strategi samt å kunne gi korrekt og relevant informasjon til kapitalmarkedet, vil selskapet identifisere de konkrete verdidriverne som gir verdiskapning for aksjonærene på kort, mellomlang og lang sikt.

Verdiskapningen for DNOs aksjonærer skjer blant annet gjennom:

- Kontinuerlig tilgang av nye oljereserver gjennom utvikling av eksisterende portefølje, lønnsomme oppkjøp eller leting, samt kostnadseffektiv utvikling og produksjon, og som et resultat av dette, tilfredsstillende kontantstrøm og avkastning på investert kapital.
- Forsvarlig drift av petroleumsfelt, enten som operatør eller som en aktiv partner i lisensene.
- Optimal kapital- og ressursallokering, herunder lønnsomme oppkjøp av felt i produksjon samt utvikling av prosjekter med korte ledetider og tidlig positiv kontantstrøm.

Faktorer som påvirker resultatene til DNO

Eksterne faktorer, som utviklingen i råoljepriser samt valutakurser, er faktorer hovedsaklig utenfor DNOs kontroll. Selskapet benytter råvarederivater og terminkontrakter for å redusere effekten av svingningene i markedet på selskapets kontantstrøm og resultater.

Selskapets mål, strategiske prioriteringer og interne styringsmodell fokuserer derfor i all vesentlighet på faktorer som selskapet kan påvirke.

Fokusområder for DNO

DNO legger særlig vekt på styringsinformasjon som sikrer at følgende sentrale faktorer ivaretas på en tilfredsstillende måte:

- Kontantstrøm fra drift: Kontinuerlig fokus på vekst i oljeproduksjon per dag, lave lete- og utviklingskostnader, kostnadseffektiv produksjon samt anvendelse av prosjekterelatert nettverksmodell som sikrer tilstrekkelige ressurser og kompetanse i vekstperioder samt fleksibilitet i perioder med lavere oljepriser.
- Tilførsel av nye reserver: DNOs evne til å erstatte produsert olje med nye reserver gjennom leteprogrammer og lønnsomme oppkjøp.
- Utvikling av prosjektportefølje: DNOs evne til å utvikle prosjektporteføljen og reservegrunnlaget fra påviste reserver til utviklede reserver i produksjon.
- Diversifisering av prosjektportefølje: DNOs evne til å diversifisere porteføljen mellom ulike felt med ulike kostnadsstrukturer (land vs offshore) og ulike skatteregimer slik at risiko reduseres til et akseptabelt nivå.
- Finansiell styrke: DNOs evne til å optimalisere selskapets kapitalstruktur samt til trekke seg konkurransedyktig finansiering som grunnlag for videre vekst.
- Kontantstrømsavkastning på brutto investert kapital: DNOs evne til å investere i prosjekter med lave utviklingskostnader og relativ høy kontantstrøm.
- Avkastning på sysselsatt kapital: DNOs evne til å oppnå avkastning som overstiger selskapets kapitalkostnad.

DNOs historie

Det Norske Oljeselskaps (DNO) historie løper side ved side med utviklingen av det norske olje-eventyret. Da selskapet startet sin virksomhet i 1971, var det med mål om å bli en konkurransedyktig aktør i leting og tilegning av petroleumsfelt på kontinental-sokkelen.

Hele 70 000 aksjonærer – de fleste småsparere – bidro med startkapitalen på nesten 85 millioner norske kroner. Mange av de opprinnelige aksjonærene eier fortsatt andeler i selskapet.

DNOs virksomhet hadde utgangspunkt i oljeletingen i Nordsjøen, hvor man fremdeles har sin kjernevirksomhet. Selskapets andel i Heather-feltet på britisk sokkel la tidlig et godt grunnlag for inntjening og kontantstrøm og feltet har den dag i dag en svært viktig rolle i DNOs virksomhet.

DNO var i tidlig fase med vekslende hell også engasjert i leteprosjekter i andre deler av verden. I de senere årene har selskapet kjøpt andeler i oljeblokker i Yemen, der kostnadene for så vel utbygging som produksjon er lave. Her stod DNO i 2000 for første gang også som operatør for en feltutbygging. Denne ble gjennomført til fastsatt tid og i henhold til budsjett, og produksjonen på feltet har vært i gang siden høsten 2000.

Som nisjeaktør har noen av DNOs viktigste fortrinn vært endringsdyktighet og evne til å levere etterspurt spisskompetanse. Selskapet har vært i stand til å tilpasse strategi og arbeidsfelt til skiftende konjunkturer, politiske rammebetingelser og konkurranseforhold. Den siste større kursendringen ble foretatt i 1996, da selskaper kontrollert av Berge Gerdt Larsen kjøpte betydelige eierandeler i DNO. Det nye styret og den nye ledelsen gikk i breisjen for å drive DNO etter ideen om å spesialisere seg på optimal utnyttelse av mindre og modne oljeforekomster.

Ekspansiv gjennomføring av denne strategien har lagt grunnlaget for den sterke veksten DNO siden har hatt og de gode resultatene selskapet nå høster.

I perioden fra 1996 til 2001 økte DNOs oljeproduksjon fra 840 til 13 255 fat per dag, samtidig som selskapet har fastholdt sine interesser i borerigger og oljeservice. Gjennom samme periode har DNOs omsetning vokst sterkt, fra NOK 61 millioner i 1996 til NOK 1 199 millioner i 2001. Selskapet fremstår i dag som et forretningsmessig vellykket oppstrøms oljeselskap, tuftet på kjernestrategien om å utnytte oljeforekomster i mindre og modne felt, og er fremdeles grunnfestet i ideen om å være et privateid, norsk oljeselskap.

1970 1971 1972 1973 1974 1975 1976 1977 1978 1979 1980 1981 1982 1983 1984 1985 1986 19

1971 Det Norske Oljeselskap stiftes med en startkapital på 84 750 000 norske kroner. Selskapet har en aksjonærmasse på 70 000.

1974 Etter funn av oljeforekomster på Heather-feltet på britisk Nordsjø-sokkel, har DNO for første gang inntekter av selve produksjonen av olje.

1984 DNO er ett av fire norske selskaper som av Stortinget tildeles konsesjo-

ner på norsk kontinentalsokkel.

1988 Etter en periode med store variasjoner i oljeprisene i verdensmarkedet øker forbruket og DNO setter igjen fokus på leteaktiviteter.

1989 En emisjon bringer inn NOK 175 millioner i ny kapital. DNO vurderes av sentrale meglermiljøer som en vesentlig operatør på norsk sokkel og en kunn-

skapsrik aktør i britiske og nederlandske nordsjøområder.

1990-1995 Et meget varierende marked medfører mer kortsiktige strategier og kraftig nedbemanning. I 1995 har selskapet tre ansatte.

1996 Nye eiere og ledelse med investor Berge Gerdt Larsen i spissen legger en ny og ekspansiv strategi om spesialisering

ledelsen

dno asa | årsrapport 2001

dno asa

Haakon Sandborg
Finansdirektør

Helge Eide
Administrerende direktør



dno britain ltd

Lorna Macintyre
Leder kontrakt og logistikk

Stewart Watson
Daglig leder

Pat Buckman
Produksjonssjef

Sven Erik Lie
Prosjektansvarlig



dno international



det norske oljeselskap as

Torstein Sannes
Daglig leder

Hans Christen Rønnevik
Nestleder

Magne Normann
Daglig leder

87 1988 1989 1990 1991 1992 1993 1994 1995 1996 1997 1998 1999 2000 2001 2002 2003 2004

på utnyttelse av mindre og modne oljeforekomster og en moderne arbeidsform med prosjektorganisering i nettverk.

1997 DNO øker eierandelen på Heather-feltet til 37,5 prosent og blir operatør. Restrukturering og riggsalg gir DNO et meget godt årsresultat. 90 personer er ansatt i selskapet.

1998 DNO tar over deler av Norsk

Hydros andel og blir operatør for Tasour-feltet i Yemen. Etablerer samtidig avdelingskontor i Yemens hovedstad Sana'a.

1999 DNO overtar 100 prosent eierandel i Heather-feltet.

2000 DNO reetablerer seg på norsk sokkel med kjøp av 1,25 prosent av Jotun-feltet. Selskapet gjør nytt oljefunn i Yemen (Sharyoof). DNO bokfører et overskudd

før skatt på NOK 86,8 millioner.

2001 DNO leverer sitt beste årsresultat noensinne og søker operatørskap på norsk sokkel gjennom økt eierandel på Jotun-feltet. Selskapet foreslår fisjon av Offshore & Services.

virksomhetsområde | norge

Virksomhet på den nors

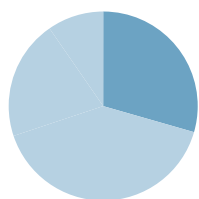
DNO reetablerte virksomheten på norsk sokkel i 2000. I tråd med selskapets overordnede strategi er fokus også for aktivitetene på norsk side av Nordsjøen å videreutvikle mindre felt, og å forlenge produksjonen for modne oljefelt. DNO har som mål å være en aktiv lisensdeltager og operatør på norsk sokkel for å kunne kommersialisere muligheter som samsvarer med selskapets strategi gjennom kostnadseffektive og fleksible utbyggingsløsninger.

DNO har i dag eierskap i fem lisenser på den modne delen av norsk sokkel, herunder feltene Jotun og Glitne. Det er også igangsatt kommersielle vurderinger av olje- og gassfunnene i produksjonslisens 203.

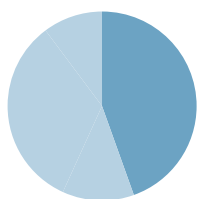
Nye muligheter

De siste årenes utvikling med en betydelig konsolidering blant internasjonale oljeselskaper, kombinert med økende modenhet på norsk sokkel av Nordsjøen, har åpnet for spennende muligheter for oljeselskaper som DNO. En rekke mindre og modne oljefelt har byttet eier, noe som skaper nye muligheter. DNOs strategi er således godt tilpasset dagens endrede markedsforhold.

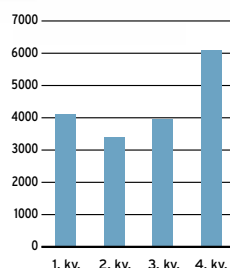
Utvikling og drift av mindre og modne petroleumsfelt krever like god kunnskap og andre verdiskapningsfaktorer som på større



Driftsinntekter
(30% av total DNO)



EBITDA
(42% av total DNO)



**Kvartalsvis
produksjon 2001**

ke kontinentalsokkelen

felt. DNO bygger derfor effektive, operative prosjektnettverk mellom spesialister. Alle enheter som bidrar må besitte relevant spisskompetanse og samtidig være bevisst sitt eget bidrag i relasjon til helheten. DNOs kjernekompetanse er nettopp å skape undergrunnskonsepter som settes inn i en kommersiell og operativ sammenheng for maksimal verdiskapning.

Produksjon

DNO produserte gjennom hele 2001 olje fra Jotun-feltet, og i slutten av august ble også Glitne-feltet satt i produksjon. DNOs samlede gjennomsnittlige, daglige olje-produksjon fra virksomhet på norsk sokkel var 4 380 fat i 2001.

Lisensaktiviteter

Jotun-feltet. Produksjonen fra Jotun-feltet, hvor DNO deltar gjennom eierandelen i PL 103b-lisensen, startet i 1999/2000. Etter å ha oversteget forventningene i første produksjonsår, er produksjonen nå i henhold til utviklingsplanens prognose.

Høsten 2001 inngikk DNO avtale om å øke eierandelen i Jotun-feltet ytterligere. Avtalen innebærer en overdragelse av Conocos 37,5 prosents andel i PL 103b med tilhørende operatørskap, og medfører at DNOs eierandel i PL 103b øker til 70 prosent, og derigjennom andelen i Jotun-feltet til 7 prosent. Dette er et første steg mot et operatørskap på norsk sokkel. Avtalen med Conoco er avhengig av godkjenning fra norske myndigheter.

I tiden fremover vil DNO fortsette arbei-

det knyttet til bedret forståelse og utnyttelse av reservoarene knyttet til Jotun-feltet.

Glitne-feltet. Produksjonen fra Glitne-feltet startet 29. august og har i tråd med planen vært på maksimumsplatå. Produksjonen fra feltet har siden oppstart forløpt uten vesentlige problemer.

PL 203. Lisensen har tre funn; Gekko (gass og olje), Kamelon (gass og olje), og Kobra (olje). I tillegg kommer strukturen Kneler som ennå ikke er boret.

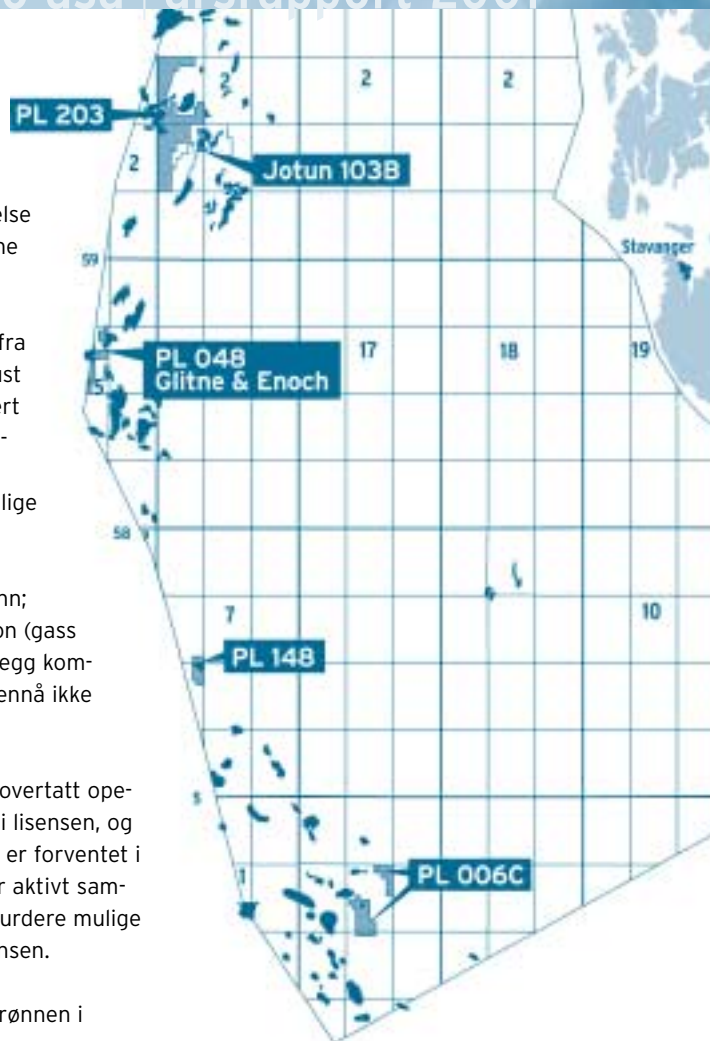
Oljeselskapet Marathon har overtatt operatøren Norsk Hydros andel i lisensen, og en plan for utvikling og drift er forventet i løpet av 2002. DNO arbeider aktivt sammen med Marathon med å vurdere mulige utbyggingsløsninger for lisensen.

PL 006c. Boringen av Tyr-brønnen i lisens PL 006c startet i slutten av november. Boringen fant kun spor av hydrokarboner og er nå avsluttet. DNO har en ti prosent eierandel i PL 006c.

Fremtidsutsikter

Avtalen med Conoco om overdragelse av PL 103b og tilhørende operatørskap, vil forutsatt godkjenning fra norske myndigheter, gi DNO status som operatør på norsk sokkel. Dette gjør selskapet i stand til å påta seg mer omfattende oppgaver også på norsk side av Nordsjøen i fremtiden.

DNO arbeider kontinuerlig med å sikre en best mulig forvaltning av selskapets eksisterende ressurser på norsk sokkel. I tillegg vurderes flere andre felt på den modne del av feltet, som passer inn i selskapets strategi.



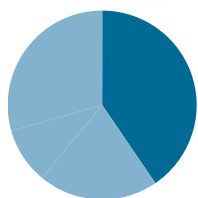
virksomhetsområde | storbritannia



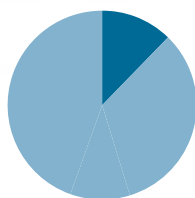
DNOs aktiviteter i Stor

DNOs engasjement på britisk side av Nordsjøen kan føres tilbake til selskapets etablering tidlig på 70-tallet. I 1997 ble DNO operatør på Heather-feltet, og dermed første norske operatør for felt i produksjon på britisk sokkel.

DNOs aktiviteter på britisk sokkel er konsentrert rundt blokkene 2/4, 2/5 og 210/29a, alle i et område nordøst for Shetland. Gjennom oljefeltet Heather fikk DNO sine første inntekter fra olje-produksjon. Heather-feltet er fremdeles en viktig del av DNOs aktiviteter. DNO startet med en 6,25 prosents andel i blokk 2/5. Siden produksjonsstart i 1978 frem til i dag har tilnærmet 126 millioner fat med olje blitt utvunnet fra hovedfeltet på Heather. Dette tilsvarer en utvinningsgrad på 26 prosent, noe som er meget lavt i forhold til gjennomsnittet i Nordsjøen. Den lave utvinningsgraden betyr at det er potensiale for å utvinne mer olje fra feltet i årene som kommer.



Driftsinntekter
(40% av total DNO)



EBITDA
(18% av total DNO)

Operatørskap

I løpet av 1997 overtok DNO operatøransvaret og økte sin nettoandel i blokkene 2/4 og 2/5 til 37,5 prosent. Som en følge av avtalene med BP og Texaco i 1999, har selskapet i dag en 100 prosents andel i Heather-området, mens selskapet bare er ansvarlig for 37,5 prosent av kostnadene knyttet til fremtidig fjerning.

britannia

Selskapet startet umiddelbart i 1997 med en vurdering av ressursgrunnlaget i hovedfeltet og satellitt-feltene. Grunnlaget for denne kartleggingen var ny seismikk innsamlet samme år. Videre iverksatte DNO kostnadskutt i størrelsesorden 25 prosent, noe som gjorde at selskapet var godt rustet for å møte den lave oljeprisen i 1998-1999. I 2000 ble det iverksatt tiltak for igjen å øke produksjonen fra Heather-feltet, og ved utgangen av 2001 var produksjonen rundt 5 500 fat olje per dag.

West Heather

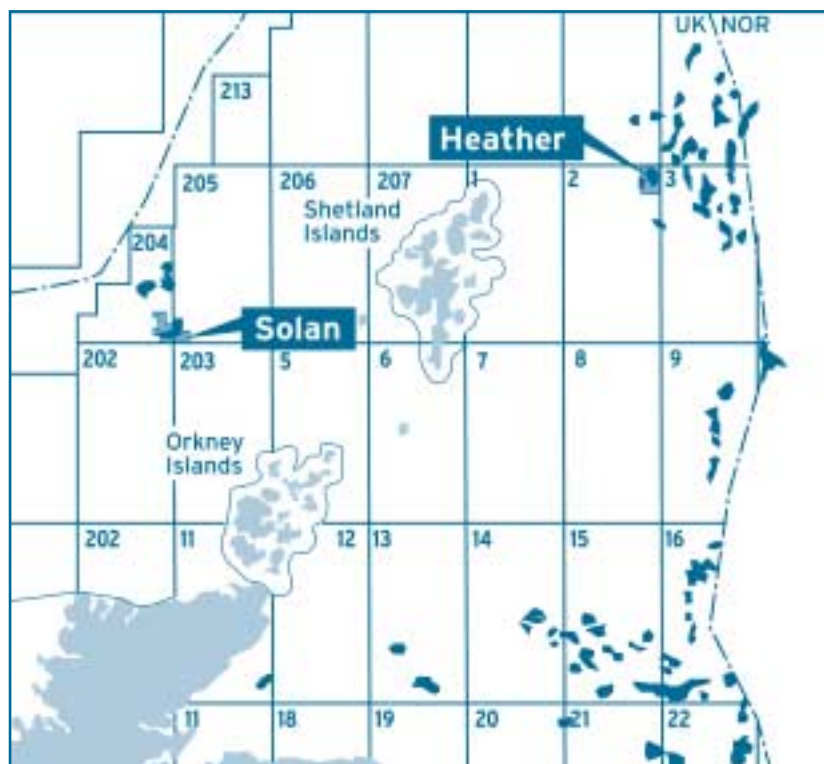
I tillegg til Heather-feltet, inneholder DNOs lisenser i blokk 2/4 og 2/5 to oljefunn som befinner seg innen en radius på 7-8 kilometer fra produksjonsplattformen.

I oktober 2001 fullførte DNO boring av en ny brønn i West Heather området. Resultatene fra boringen har økt DNOs ressurser med rundt 10 millioner fat slik at samlede reserver i Heather-området nå er beregnet til 60 millioner fat.

Utviklingen av satellittfeltene rundt Heather-feltet vil skje stegvis og produksjonen vil bli knyttet opp til hovedplattformen gjennom en rørledning på 7-8 kilometer. For å kunne aksellerere utviklingen av satellittområdene rundt Heather, arbeider DNO med å bringe inn en partner i lisensen.

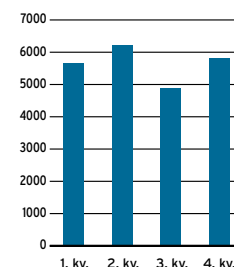
Fremtidsutsikter

En utbygging av satellittfeltene rundt



Heather vil muliggjøre oljeproduksjon fra Heather-plattformen til 2012 eller lengre, og vil således kunne skape en langsiktig virksomhet for selskapet på britisk sokkel.

DNO vil også vurdere andre muligheter hvor selskapet kan utnytte den kompetanse og erfaring som er tilegnet gjennom utvikling og drift av Heather-området.



Kvartalsvis
produksjon 2001

virksomhetsområde | dno international ltd

DNO Internationals virk

DNO har gjennom 2001 styrket posisjonen i Yemen. Tasour-feltet, hvor DNO er operatør, har vært i produksjon hele året. Mot slutten av 2001 ble også Sharyoof-feltet satt i produksjon, samt at DNO ble tildelt sitt andre operatørskap

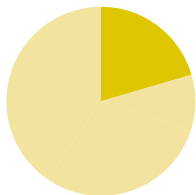
Aktivitetene i DNO International er primært knyttet til virksomheten i Yemen, men andre deler av Midt-Østen vurderes fortløpende. DNOs oljeproduksjon fra Yemen var ca. 3 380 fat per dag i 2001.

Lisensaktiviteter

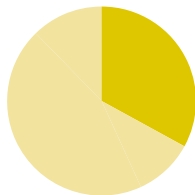
Tasour-feltet (blokk 32)

Tasour-feltet ble satt i produksjon mot slutten av 2000. Dette er første feltutvikling DNO har gjennomført som operatør, noe som har gitt selskapet meget verdifull erfaring og kompetanse.

Tasour-feltet var i produksjon i hele 2001. For ytterligere å utvikle feltet ble det i løpet av året boret to brønner og produksjonen har utviklet seg bedre enn ventet. I tilknytning til feltet er det identifisert geologiske strukturer som representerer ytterligere ressurspotensiale. Boring på en av disse strukturene ble påbegynt mot slutten av året, men brønnen fant ikke kommersiell utvinnbar olje. I tilfelle oljefunn kan disse strukturene knyttes opp mot eksisterende infrastruktur til lave tilleggsinvesteringer.



Driftsinntekter
(21% av total DNO)



EBITDA
(30% av total DNO)

somhet i Yemen

Sharyoof-feltet (blokk 53)

Sharyoof-feltet ble påvist i 2000, og feltet ble utviklet gjennom 2001. Mot slutten av året startet produksjonen som planlagt fra to brønner, og har så langt forløpt i henhold til planen.

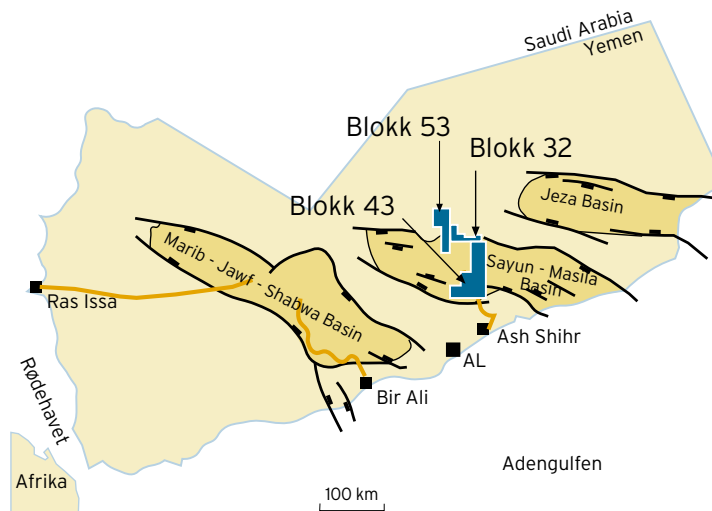
I 2002 er det planlagt å bore flere brønner slik at feltets samlede produksjon i løpet av året kommer opp i 25 000 fat olje per dag, hvorav DNOs andel er over 7 000 fat pr. dag.

Også i tilknytning til Sharyoof-feltet er det identifisert geologiske strukturer som kan representere mulighet for en ytterligere tilgang på ressurser.

Utbyggingsløsningen for Sharyoof er den samme som for Tasour-feltet, og DNO har aktivt bidratt ved at erfaringen fra Tasour-feltet har blitt overført til utbyggingen av Sharyoof. Også i fortsettelsen regner DNO med å kunne kapitalisere på denne kunnskapen og erfaringen.

Blokk 43

DNO overtok i september 2001 en deltagende andel på 75 prosent i blokk 43. Andelen omfatter også operatørskap for blokken. DNO anser blokk 43 å være interessant da den er lokalisert i samme område som blokkene 32/53 som er Yemens viktigste petroleumspровins, med en oljeproduksjon på over 230 000 fat per dag.



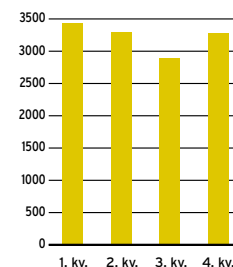
DNO er involvert i tre separate blokker i Yemen:

- Tasour-feltet i blokk 32, med en deltagende interesse på 41 prosent og hvor DNO er operatør
- Sharyoof-feltet i blokk 53, med en deltagende interesse på 24,45 prosent
- Blokk 43, med en deltagende interesse på 75 prosent og hvor DNO er operatør

Fremtidsutsikter

DNOs aktiviteter i Yemen har så langt vært vellykket både operasjonelt og finansielt. Samtlige tre lisenser har potensiale for ytterligere ressurser og produksjon.

DNO vil gjennom sin kompetanse og erfaring i konsernet generelt, og Yemen spesielt, vurdere nye prosjekter i Yemen og Midt-Østen forøvrig.



Kvartalsvis produksjon 2001

adresser

Det Norske Oljeselskap

Stranden 1, Aker Brygge
Postboks 1345 Vika
NO-0250 Oslo
Norge

Telefon (+47) 23 23 84 80

Telefaks (+47) 23 23 84 81

E-post dno@dno.no

DNO Britain Ltd

Salvesen Tower, Blaikies Quay
Aberdeen AB 11 5pw
Scotland UK

Telefon (+44) 1224 57 3181

Telefaks (+44) 1224 58 2946

E-post lynne.barclay@dnoheather.no

DNO ASA Yemen

Diplomatic Area
Street 22C House no 10
Sana'a
Republic of Yemen

Telefon (+96) 71 24 33 88

Telefaks (+96) 71 26 77 61

E-post dnoyem@y.net.ye

